



**TUGAS AKHIR - TE141599**

**PENEMPATAN TCSC UNTUK MEMPERBAIKI STABILITAS  
TEGANGAN AKIBAT PERUBAHAN KONFIGURASI SISTEM  
TRANSMISI JAMALI 500 KV TAHUN 2019**

Nuruzzaman Asygaf  
NRP 2215105002

Dosen Pembimbing  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017





**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**PENEMPATAN TCSC UNTUK MEMPERBAIKI STABILITAS  
TEGANGAN AKIBAT PERUBAHAN KONFIGURASI SISTEM  
TRANSMISI JAMALI 500 KV TAHUN 2019**

Nuruzzaman Asygaf  
NRP 2215105002

Dosen Pembimbing  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017





**FINAL PROJECT - TE 141599**

**PLACEMENT OF TCSC TO IMPROVE VOLTAGE STABILITY  
DUE TO CHANGES IN JAMALI 500 KV TRANSMISSION  
SYSTEM CONFIGURATION IN 2019**

Nuruzzaman Asygaf  
NRP 2215105002

Advisor Lecturer  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017



## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “Penempatan TCSC Untuk Memperbaiki Stabilitas Tegangan Akibat Perubahan Konfigurasi Sistem Transmisi JAMALI 500 kV Tahun 2019” adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya,     Juli 2017

Nuruzzaman Asygaf  
NRP. 2215105002

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



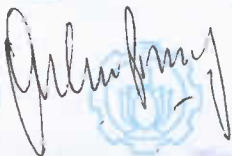
**PENEMPATAN TCSC UNTUK MEMPERBAIKI STABILITAS  
TEGANGAN AKIBAT PERUBAHAN KONFIGURASI SISTEM  
TRANSMISI JAMALI 500 KV TAHUN 2019**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Menyetujui:**

**Dosen Pembimbing I**



**Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.**  
**NIP. 194907151974121001**

**Dosen Pembimbing II**



**24.7.2017**

**Vita L. B. Putri, ST., M.Sc., Ph.D.**  
**NIP. 198208292006042001**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **PENEMPATAN TCSC UNTUK MEMPERBAIKI STABILITAS TEGANGAN AKIBAT PERUBAHAN KONFIGURASI SISTEM TRANSMISI JAMALI 500 KV TAHUN 2019**

**Nama** : Nuruzzaman Asygaf  
**NRP** : 2215 105 002  
**Pembimbing 1** : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
**Pembimbing 2** : Vita Lystianingrum B. Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

## **ABSTRAK**

Kebutuhan akan tenaga listrik yang terus berkembang setiap tahunnya menyebabkan sistem transmisi dipaksa untuk beroperasi pada batas stabilitasnya. Untuk mengatasi hal tersebut, diperlukan perubahan konfigurasi sistem dan penambahan unit generator. Namun hal tersebut membuat sistem menjadi semakin kompleks dan rentan terhadap gangguan, salah satunya adalah ketidakstabilan tegangan. Kestabilan tegangan dari sistem tenaga listrik dapat ditingkatkan dengan menggunakan *Flexible AC transmission system* (FACTS) seperti *Thyristor Controlled Series Compensator* (TCSC). Dikarenakan biaya yang mahal, maka diperlukan studi untuk menentukan lokasi pemasangan TCSC. Pada Tugas Akhir ini dibahas mengenai studi pemasangan *Thyristor Controlled Series Compensator* (TCSC) untuk memperbaiki stabilitas tegangan dari sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV tahun 2019. *Line Stability Factor* (LQP) digunakan untuk menentukan lokasi yang optimal untuk pemasangan TCSC. Analisis stabilitas tegangan dilakukan dengan menggunakan LQP dan Kurva PV. Hasil menunjukkan adanya peningkatan stabilitas tegangan dan *power transfer capability* setelah pemasangan TCSC.

**Kata Kunci:** Kestabilan Tegangan, *Thyristor Controlled Series Compensator* (TCSC), *Line Stability Factor* (LQP), Kurva PV.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

***PLACEMENT OF TCSC TO IMPROVE VOLTAGE  
STABILITY DUE TO CHANGES IN JAMALI 500 KV  
TRANSMISSION SYSTEM CONFIGURATION IN 2019***

**Name** : Nuruzzaman Asygaf  
**NRP** : 2215 105 002  
**Advisor 1** : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
**Advisor 2** : Vita Lystianingrum B. Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

***ABSTRACT***

*The growing need for electric power each year causes the transmission system to be forced to operate at its stability limit. To overcome this, it is required to change system configuration and add the generator unit. However, it makes the system more complex and susceptible to interference, one of which is the problem of voltage instability. Voltage stability of a power system can be improved using Flexible AC transmission system (FACTS) like Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC). Due to the high cost, a study is needed to determine the location of the TCSC installation. This final project discussed the installation of Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) to improve the voltage stability of 500 kV Java-Bali transmission system in 2019. Line Stability Factor (LQP) is used to determine optimal location for TCSC installation. Voltage stability analysis is done by using LQP and PV curve. The results show an increase in voltage stability and power transfer capability after TCSC installation.*

**Keywords:** Voltage stability, Controlled Series Compensator (TCSC), Line Stability Factor (LQP), PV Curve.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur Alhamdulillah penulis panjatkan kehadiran ALLAH SWT yang telah melimpahkan rahmat, taufik dan hidayah-Nya, sehingga penelitian dan penulisan tugas akhir dengan judul **“Penempatan TCSC Untuk Memperbaiki Stabilitas Tegangan Akibat Perubahan Konfigurasi Sistem Transmisi JAMALI 500 KV Tahun 2019”** ini dapat diselesaikan dengan baik.

Penulis menyadari bahwa selama proses penyusunan tugas akhir ini mengalami kendala-kendala, namun berkat nasihat, bimbingan, bantuan dari berbagai pihak dan berkah dari Allah SWT sehingga semua kendala yang ada dapat diatasi oleh penulis. Dalam kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Kedua Orang tua tercinta serta seluruh anggota keluarga yang telah banyak memberikan perhatian, dukungan, semangat doa kepada penulis.
2. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D dan Ibu Vita Lystianingrum B. Putri, ST., M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing I dan II yang telah memberi banyak ilmu dan arahan, semoga bapak dan ibu sehat selalu dan diberi keberkahan ilmu.
3. Seluruh dosen Jurusan Teknik Elektro–ITS, yang telah banyak memberikan ilmu serta motivasi dalam memahami setiap ilmu yang dipelajari.
4. Seluruh teman-teman LJ Elektro terutama rekan seperjuangan PSSSL yang telah banyak memberikan masukan, bantuan dan motivasi, sukses selalu untuk kita semua teman-teman.

Dalam menyusun tugas akhir ini, penulis berharap semoga nanti tugas akhir ini akan bermanfaat terhadap semua pihak dan penulis mengharapkan saran dan kritik terhadap buku ini.

Surabaya, Juli 2017

Nuruzzaman Asygaf

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



# DAFTAR ISI

	Halaman
<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN .....</b>	<b>v</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xi</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xix</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xxi</b>
 <b>BAB 1 PENDAHULUAN .....</b>	 <b>1</b>
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan dan Manfaat .....	2
1.5 Metodologi .....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	4
 <b>BAB 2 LANDASAN TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	 <b>5</b>
2.1 Sistem Tenaga Listrik .....	5
2.1.1 Generator .....	5
2.1.2 Transmisi .....	6
2.1.2.1 Saluran Transmisi Pendek .....	6
2.1.2.2 Saluran Transmisi Medium .....	7
2.1.2.3 Saluran Transmisi Panjang .....	10
2.1.3 Distribusi .....	11
2.1.4 Beban .....	11
2.2 Daya Pada Sistem Tenaga Listrik .....	12
2.3 Besaran Per Satuan (Per Unit) .....	13
2.4 Metode Analisis Aliran Daya .....	14
2.4.1 Persamaan Aliran Daya .....	14
2.4.2 Aliran Daya dan Rugi-rugi Saluran .....	15
2.4.3 Metode Newton Raphson .....	17
2.5 Kestabilan Tegangan Sistem Tenaga Listrik .....	20
2.6 <i>Line Stability Factor (LQP)</i> .....	22
2.7 Kurva PV .....	23
2.8 <i>Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)</i> .....	25

<b>BAB 3 PEMODELAN SISTEM .....</b>	<b>27</b>
3.1 Data Kelistrikan Sistem 500 kV Jawa-Bali .....	27
3.2 PowerWorld 19 .....	40
3.3 Metode Simulasi .....	41
<b>BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS.....</b>	<b>43</b>
4.1 Data Simulasi.....	43
4.2 Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali 500 kV Sebelum Pemasangan TCSC pada beban 100% .....	43
4.2.1 Simulasi Aliran Daya dan Nilai <i>Line Stability Factor</i> Pada Sistem Jawa-Bali 500 kV Tahun 2019.....	43
4.2.2 Analisis <i>Line Stability Factor (LQP)</i> Pada Setiap Saluran .....	58
4.2.3 Kurva PV .....	59
4.3 Penempatan TCSC .....	60
4.4 Analisis Stabilitas Tegangan Setelah Pemasangan TCSC .....	60
4.4.1 Analisis <i>Line Stability Factor (LQP)</i> Pada Saluran Setelah Pemasangan TCSC.....	61
4.4.2 Profil Tegangan Setelah Pemasangan TCSC.....	62
4.4.3 Kurva PV Setelah Pemasangan TCSC .....	64
4.5 Kenaikan Beban Pada Bus Surabaya Barat (Krian).....	66
<b>BAB 5 PENUTUP.....</b>	<b>69</b>
5.1 Kesimpulan.....	69
5.2 Saran.....	69
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>71</b>
<b>RIWAYAT HIDUP PENULIS.....</b>	<b>73</b>

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
<b>Gambar 2.1</b> Rangkaian pengganti saluran transmisi [3] .....	6
<b>Gambar 2.2</b> Rangkaian pengganti saluran transmisi pendek [3] .....	7
<b>Gambar 2.3</b> Rangkaian pengganti saluran transmisi menengah model PI [3] .....	8
<b>Gambar 2.4</b> Rangkaian ekivalen saluran transmisi menengah model T .....	9
<b>Gambar 2.5</b> Rangkaian ekivalen saluran transmisi panjang .....	10
<b>Gambar 2.6</b> Segitiga daya .....	13
<b>Gambar 2.7</b> Typical bus sistem tenaga listrik [3] .....	14
<b>Gambar 2.8</b> Model saluran transmisi untuk perhitungan aliran daya dan rugi saluran .....	16
<b>Gambar 2.9</b> Definisi voltage magnitude event berdasarkan standar IEEE 1159-1995 .....	22
<b>Gambar 2.10</b> Kurva PV [11] .....	23
<b>Gambar 2.11</b> Konfigurasi dari TCSC [11] .....	25
<b>Gambar 2.12</b> Pemodelan dari TCSC [12] .....	26
<b>Gambar 3.1</b> Sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali tahun 2019 .....	27
<b>Gambar 3.2</b> Metodologi pelaksanaan studi .....	41
<b>Gambar 4.1</b> Grafik profil tegangan bus sistem (a) bus no. 1-18, (b) bus no. 19-36, (c) bus no. 37-56 .....	57
<b>Gambar 4.2</b> Kurva PV Bus 20, 21, 22, dan 23 sebelum pemasangan TCSC .....	59
<b>Gambar 4.3</b> Grafik perbandingan profil tegangan bus sistem (a) bus no. 1-18, (b) bus no. 19-36, (c) bus no. 37-56 .....	64
<b>Gambar 4.4</b> Kurva PV Bus 18, 20, 21, 22, dan 23 sebelum dan setelah pemasangan TCSC .....	65
<b>Gambar 4.5</b> Grafik hubungan tegangan dengan daya yang dapat ditransmisikan sebelum dan setelah pemasangan TCSC .....	68

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

	Halaman
<b>Tabel 3.1</b> Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali.....	28
<b>Tabel 3.2</b> Data pembebanan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali .....	34
<b>Tabel 3.3</b> Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali .....	36
<b>Tabel 4.1</b> Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % .....	44
<b>Tabel 4.2</b> Hasil aliran daya dan nilai <i>line stability factor</i> sistem sebelum pemasangan TCSC pada beban 100% .....	49
<b>Tabel 4.3</b> Ranking nilai LQP pada penambahan beban daya reaktif sampai 150% dari beban awal pada Bus Surabaya Barat.....	58
<b>Tabel 4.4</b> Perbandingan nilai LQP sebelum dan setelah pemasangan TCSC.....	61
<b>Tabel 4.5</b> Ranking nilai LQP pada penambahan beban daya reaktif sampai 150% dari beban awal pada Bus Surabaya Barat setelah pemasangan TCSC .....	62
<b>Tabel 4.6</b> Data kenaikan beban dan tegangan pada bus Surabaya Barat sebelum pemasangan TCSC.....	66
<b>Tabel 4.7</b> Data kenaikan beban dan tegangan pada bus Surabaya Barat setelah pemasangan TCSC .....	67

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Kebutuhan akan tenaga listrik terus berkembang di Indonesia pada setiap tahunnya. Hal itu menyebabkan sistem transmisi dipaksa untuk beroperasi pada batas stabilitasnya, yang membuat sistem transmisi bekerja pada tekanan yang besar [1]. Salah satu cara untuk mengurangi dampak akibat kebutuhan listrik yang terus meningkat, adalah dengan diadakannya perubahan konfigurasi dari sistem transmisi. Salah satu masalah yang mungkin timbul akibat perubahan konfigurasi sistem transmisi adalah ketidakstabilan tegangan pada sistem. Stabilitas tegangan merupakan kemampuan dari suatu sistem transmisi tenaga listrik untuk mempertahankan tegangan pada setiap busnya sesuai dengan standart yang ada.

Faktor utama yang mempengaruhi stabilitas tegangan pada sistem transmisi adalah limit daya reaktif generator, karakteristik dari beban yang terhubung, dan karakteristik dari peralatan yang mengkompensasi daya reaktif [2]. Salah satu cara untuk meningkatkan profil tegangan dan stabilitas tegangan dari sistem adalah dengan penempatan *Flexible AC Transmission System* (FACTS) pada sistem transmisi tenaga listrik. Lokasi penempatan *Flexible AC Transmission System* (FACTS) dalam sistem transmisi tenaga listrik merupakan hal yang sangat penting, dikarenakan harganya yang sangat mahal [2]. Oleh karena itu, diperlukan studi untuk mengetahui lokasi dan ukuran dari *Flexible AC Transmission System* (FACTS) sehingga dapat diperoleh lokasi dan ukuran dari FACTS *devices* dengan harga yang seminimal mungkin.

*Thyristor Controlled Series Compensator* (TCSC) merupakan salah satu peralatan FACTS. TCSC ini merupakan kompensator seri yang berfungsi untuk mengurangi reaktansi dari saluran transmisi, dan merupakan salah satu peralatan yang digunakan untuk meningkatkan stabilitas tegangan dari sistem tenaga listrik. Pada tugas akhir metode *line stability factor* (*LQP*) digunakan untuk penempatan yang digunakan dalam penentuan lokasi penempatan TCSC dan untuk mengetahui stabilitas tegangan dari sistem tenaga listrik. Saluran tranmisi yang

digunakan adalah pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali tahun 2019 berdasarkan RUPTL 2016. Hasil simulasi menunjukkan perbandingan dari stabilitas tegangan pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV tahun 2019 sebelum dan setelah pemasangan TCSC.

## 1.2 Permasalahan

Permasalahan yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah:

1. Merencanakan lokasi pemasangan *Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)* untuk memperbaiki stabilitas tegangan dari sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali akibat perubahan konfigurasi system transmisi berdasarkan RUPTL 2016 pada tahun 2019.
2. Menganalisis penggunaan analisis kestabilan tegangan menggunakan *line stability factor* pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.
3. Menganalisis keadaan kestabilan tegangan sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali setelah pemasangan TCSC.

## 1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada tugas akhir ini adalah:

1. Pembahasan mencakup stabilitas sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali pada kondisi *steady state* pada pukul 13.00 berdasarkan data pembebanan dari PLN.
2. Data perubahan konfigurasi transmisi, pengembangan pembangkit, dan beban didasarkan pada RUPTL tahun 2016 untuk pengembangan sampai tahun 2019.
3. Analisis kestabilan tegangan pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali tahun 2019 dengan menggunakan *line stability factor* sebelum dan sesudah pemasangan TCSC.
4. Analisis lokasi pemasangan TCSC berdasarkan *line stability factor*.

## 1.4 Tujuan dan Manfaat

Tugas akhir ini bertujuan untuk meningkatkan stabilitas tegangan pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali pada tahun 2019 akibat perubahan konfigurasi, penambahan pembangkit, dan perkembangan kebutuhan listrik berdasarkan data dari PLN dan RUPTL 2016. Perbaikan stabilitas tegangan dilakukan dengan pemasangan TCSC pada saluran yang memiliki nilai *line stability factor* terbesar.



Tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat bagi perusahaan listrik terutama sebagai analisis performansi dari stabilitas tegangan pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali pada tahun 2019 berdasarkan RUPTL 2016.

### 1.5 Metodologi

Metode yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur  
Studi literatur dilakukan dengan mempelajari teori pendukung, paper, atau jurnal terkait yang memiliki kasus serupa.
2. Pengumpulan Data  
Mengumpulkan data dari sistem transmisi, data pembangkit, data pembebanan tiap bus, dan *single line diagram* dari sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV.
3. Pemodelan dan Simulasi  
Memodelkan *single line diagram* sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali dengan menggunakan software PowerWorld Simulator 19. Selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya yang bertujuan untuk mengetahui karakteristik profil tegangan pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.
4. Analisis  
Analisis aliran daya dilakukan menggunakan software PowerWorld 19. Dari hasil aliran daya tersebut, didapatkan nilai *line stability factor* dari setiap saluran. Saluran dengan nilai *line stability factor* terbesar merupakan lokasi pemasangan dari TCSC. Selanjutnya dilihat perbandingan nilai dari *line stability factor* sebelum dan sesudah pemasangan TCSC.
5. Penulisan Buku Tugas Akhir  
Penyusunan laporan dilakukan untuk menampung hasil dari penelitian ke dalam bentuk tulisan yang berisikan teori terkait permasalahan yang diangkat, proses yang dilakukan selama penelitian, analisis dari hasil yang didapatkan, dan kesimpulan yang didapat. Selain itu terdapat saran atas apa yang telah dilakukan dengan harapan dapat berguna untuk pengembangan penelitian selanjutnya.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika yang ditetapkan pada penyusunan laporan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

### **BAB I : PENDAHULUAN**

Bab ini berisikan tentang latar belakang dari pengerjaan tugas akhir, tujuan, permasalahan, batasan masalah, metodologi, dan sistematika penulisan.

### **BAB II : LANDASAN TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA**

Bab ini menjelaskan mengenai teori penunjang yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir.

### **BAB III : PEMODELAN SISTEM**

Dalam bab ini dijelaskan metode pelaksanaan studi serta penerapannya dalam studi kasus pada sistem, bagaimana konfigurasinya, dan beberapa hal mengenai operasi sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.

### **BAB IV : HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

Berisi tentang hasil simulasi *power flow* beserta analisis mengenai pengaruh pemasangan TCSC terhadap *line stability factor* dan juga terhadap kestabilan tegangan sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.

### **BAB V : PENUTUP**

Bab ini merupakan bagian akhir dari laporan yang berisikan kesimpulan dan saran dari hasil penelitian dan analisis pada tugas akhir ini.

## **BAB 2**

### **LANDASAN TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Sistem Tenaga Listrik**

Daya listrik merupakan bentuk energi yang paling populer, dikarenakan mudah ditransmisikan, mudah diubah ke bentuk energi lainnya, dan murah [3]. Selain hal tersebut, daya listrik memberikan peranan yang penting terhadap kehidupan masyarakat terutama dalam sektor ekonomi. Pada kenyataannya, daya listrik memberikan peranan yang sangat besar dalam perkembangan ekonomi dari suatu daerah. Apabila suatu daerah kekurangan daya listrik, maka perkembangan ekonomi di daerah tersebut lebih lambat dari pada daerah dengan pasokan daya listrik yang besar.

Dikarenakan pertumbuhan ekonomi yang semakin tinggi, permintaan akan daya listrik akan terus meningkat. Dengan adanya permintaan yang terus meningkat, maka diperlukan penambahan kapasitas baik dari segi pembangkitan, maupun dari segi penyalurannya. Masalah utama yang mungkin muncul dikarenakan permintaan daya listrik yang terus meningkat, adalah jatuh tegangan yang tinggi dan ketidakstabilan tegangan akibat gangguan yang terjadi.

Sistem tenaga listrik modern sekarang ini dipresentasikan oleh sebuah sistem interkoneksi yang kompleks yang terdiri dari:

1. Generator
2. Transmisi dan sub transmisi
3. Distribusi
4. Beban

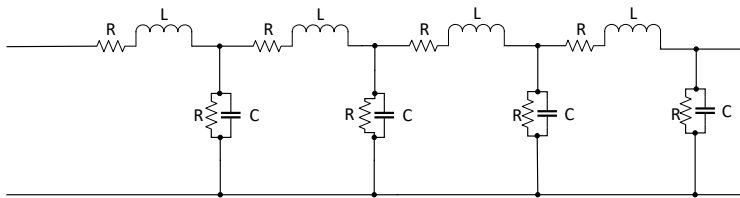
##### **2.1.1 Generator**

Generator 3 phase adalah salah satu komponen terpenting dari sistem tenaga listrik [3]. Penggerak utama dari generator 3 phase adalah turbin yang berfungsi untuk merubah energi mekanik menjadi energi listrik. Generator mempunyai dua medan putar sinkron, yang pertama medan putar sinkron yang dihasilkan oleh rotor yang diputar dengan kecepatan sinkron dan diberikan arus eksitasi, dan yang kedua yaitu pada bagian belitan stator oleh arus pada belitan statornya. Daya listrik ini dihasilkan oleh generator yang selanjutnya disalurkan melalui saluran transmisi dan menuju ke beban. Ada beberapa pusat pembangkit diantaranya adalah PLTA (Pembangkit Listrik Tenaga Air), PLTU

(Pembangkit Listrik Tenaga Uap), PLTG (Pembangkit Listrik Tenaga Gas), PLTN (Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir), dan PLTG (Pusat Listrik Tenaga Diesel).

### 2.1.2 Transmisi

Tujuan dari saluran transmisi adalah untuk mentransfer energi listrik dari pusat-pusat pembangkit ke berbagai macam daerah untuk distribusikan ke beban [3]. Pada sistem tenaga listrik, jarak yang cukup jauh antara pusat-pusat pembangkit dengan pusat-pusat beban akan menimbulkan penurunan kualitas tegangan akibat arus yang mengalir pada konduktor dan rugi-rugi daya. Rugi-rugi daya pada saluran biasanya berupa panas yang dihasilkan oleh resistansi dari kabel yang dialiri arus.



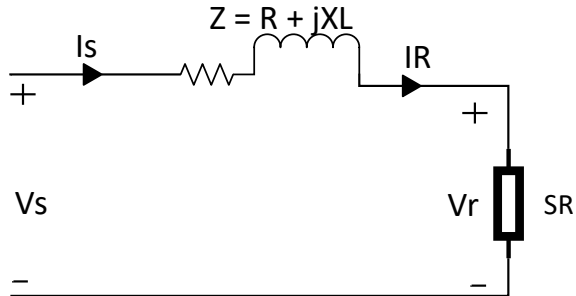
**Gambar 2.1** Rangkaian pengganti saluran transmisi [3]

Panjang dari saluran transmisi sangat berpengaruh pada parameter dari saluran transmisi yang juga mempengaruhi terhadap nilai dari tegangan bus dan daya yang dapat disalurkan melalui saluran transmisi tersebut. Dalam pemodelannya, saluran transmisi sistem tenaga listrik kedalam rangkaian simulasinya tergantung dari panjang dari saluran. Berdasarkan dari panjangnya, saluran transmisi dibedakan menjadi 3, yaitu:

1. Saluran transmisi pendek (*Short line*).
2. Saluran transmisi menengah (*Medium Line*).
3. Saluran transmisi panjang (*Long Line*).

#### 2.1.2.1 Saluran Transmisi Pendek

Saluran transmisi pendek dapat didefinisikan sebagai saluran transmisi yang mempunyai panjang kurang dari 80 km (50 miles) dan tegangan kurang dari 69 kV, sehingga nilai kapasitansi dari saluran dapat diabaikan [3]. Rangkaian ekuivalen dari saluran transmisi pendek dapat dilihat pada gambar 2.2.



**Gambar 2.2** Rangkaian ekivalen saluran tranmisi pendek [3]

Keterangan gambar:

- $V_s$  : tegangan pada sisi kirim
- $I_s$  : arus dari sisi kirim
- $V_r$  : tegangan pada ujung terima
- $I_r$  : arus pada ujung terima
- $Z$  : impedansi saluran

Karena kapasitansi diabaikan, maka besarnya arus pada ujung pengirim sama dengan arus pada ujung penerima [3]:

$$I_s = I_r \quad (2.1)$$

Dan besar tegangan pada ujung pengirim yaitu [3]:

$$V_s = V_r + I_r \cdot Z \quad (2.2)$$

Regulasi tegangan dari saluran dapat didefinisikan sebagai presentasi perubahan tegangan pada ujung penerima pada saat kondisi tidak berbeban sampai kondisi beban penuh [3].

$$\text{Percent VR} = \frac{|V_{R(NL)}| - |V_{R(FL)}|}{|V_{R(FL)}|} \quad (2.3)$$

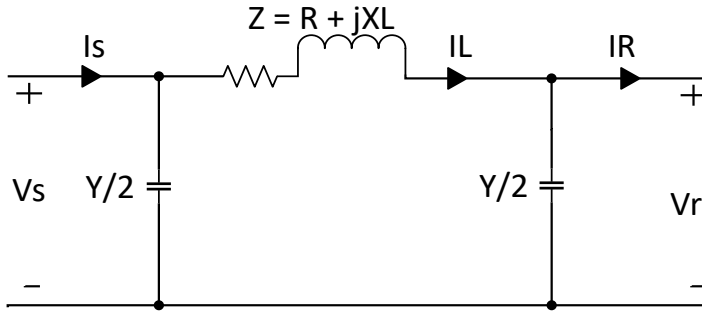
### 2.1.2.2 Saluran Transmisi Medium

Saluran transmisi menengah diatas 80 km (50 miles) dan kurang dari 250 km (150 miles) [3]. Pada saluran menengah, nilai kapasitansi dari

saluran relatif cukup besar, sehingga perlu diperhitungkan dalam pemodelannya. Saluran transmisi menengah dibedakan menjadi 2 model, yaitu:

1. Saluran transmisi menengah nominal T yaitu saluran transmisi dengan kapasitansi dipusatkan pada satu titik dan impedansi serinya terbagi menjadi dua pada kedua cabang.
2. Saluran transmisi menengah nominal PI yaitu saluran transmisi dengan kapasitansi dipusatkan pada titik awal dan titik akhir saluran dan impedansi serinya dipusatkan satu titik pada cabang serinya.

Untuk saluran model nominal PI, admitansi shunt dari saluran dibagi menjadi 2 sama besar dan ditempatkan pada ujung penerima dan ujung pengirim [3]. Rangkaian ekuivalen dari saluran menengah model PI, dapat dilihat pada gambar 2.3:



**Gambar 2.3** Rangkaian ekuivalen saluran transmisi menengah model PI [3]

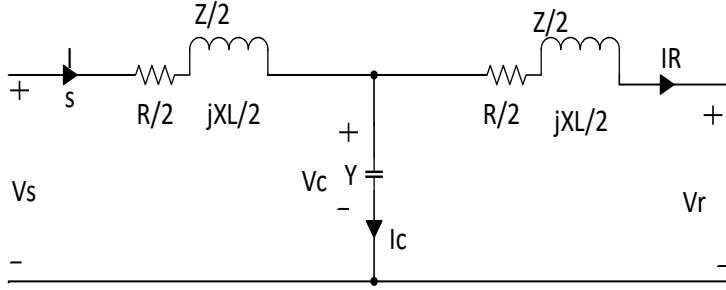
Berdasarkan rangkaian PI, nilai  $I_L = I_R + (Y/2) \cdot V_R$  dan nilai dari  $V_S = V_R + Z \cdot I_L$  [3]. Dengan mensubstitusikan persamaan  $I_L$  kedalam persamaan  $V_S$  maka didapatkan persamaan:

$$V_S = \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2}\right) \cdot V_R + Z I_R \quad (2.4)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan  $I_L$  dan persamaan  $V_S$  kedalam persamaan  $I_S = I_L + (Y/2) \cdot V_S$ , maka didapatkan persamaan [3]:

$$I_S = Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4}\right) \cdot V_R + \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2}\right) \cdot I_R \quad (2.5)$$

Gambar 2.4 menunjukan rangkaian ekivalen dari saluran transmisi menengah nominal T.



**Gambar 2.4** Rangkaian ekivalen saluran transmisi menengah model T

$$V_S = Z \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) V_R + \left(1 + \frac{1}{4} YZ\right) I_R \quad (2.6)$$

$$I_S = YV_R + \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) I_R \quad (2.7)$$

Dari persamaan-persamaan yang didapatkan maka dapat dinyatakan dalam bentuk konstanta pengganti dari rangkaian umum saluran transmisi. Pada umumnya konstanta berupa bilangan kompleks. A dan B adalah tanpa dimensi dan keduanya akan sama saat salurannya dilihat dari kedua ujung yang sama. Dimensi untuk B dan C masing-masing adalah ohm dan mho. Dari persamaan-persamaan diatas, maka didapatkan:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.8)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.9)$$

Dengan nilai A, B, C, dan D untuk rangkaian PI:

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ \quad (2.10)$$

$$B = Z \quad (2.11)$$

$$C = Y(1 + \frac{1}{4}YZ) \quad (2.12)$$

Sedangkan nilai A, B, C, dan D untuk rangkaian T:

$$A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ \quad (2.13)$$

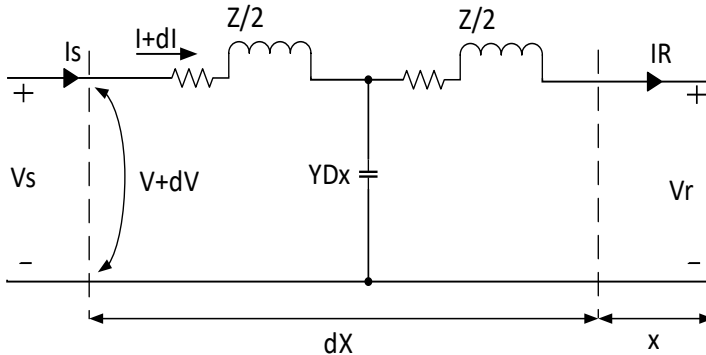
$$B = Z(1 + \frac{1}{4}YZ) \quad (2.14)$$

$$C = Y \quad (2.15)$$

### 2.1.2.3 Saluran Transmisi Panjang

Pada saluran transmisi dengan panjang lebih dari 250 km (150 miles) parameter-parameter terdistribusi secara merata sepanjang saluran [3]. Rangkaian nominal T dan nominal PI tidak dapat merepresentasikan saluran transmisi panjang dengan tepat, dikarenakan rangkaian tersebut tidak memperhitungkan bahwa parameter-parameter saluran terdistribusi secara merata sepanjang saluran.

Pebedaan antara rangkaian T dan PI nominal sangat besar dengan saluran yang sebenarnya dengan semakin panjang saluran. Tetapi masih dimungkinkan untuk mendapatkan rangkaian pengganti dari saluran transmisi panjang secara tepat bila pengukuran-pengukuran dilakukan di ujung-ujung saluran.



**Gambar 2.5** Rangkaian ekivalen saluran transmisi panjang

Keterangan gambar:

$$Y = (R + jX) = \text{impedansi total saluran} = (r + jX).x$$

$$Z = (G + jB) = \text{suseptansi total saluran} = (g + jb).x$$



- $g$  = konduktansi dalam mho per unit dari panjang saluran (umumnya diabaikan)  
 $b$  = suseptansi kapasitif dalam mho per unit dari panjang saluran  
 $x$  = panjang saluran  
 $dX$  = elemen panjang saluran

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.16)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.17)$$

Parameter ABCD untuk saluran panjang diperoleh dari:

$$A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ \quad (2.18)$$

$$B = Z \left( 1 + \frac{1}{6}YZ \right) \quad (2.19)$$

$$C = Y \left( 1 + \frac{1}{6}YZ \right) \quad (2.20)$$

### 2.1.3 Distribusi

Jaringan distribusi adalah bagian dari sistem tenaga listrik yang langsung terhubung ke beban [3]. Tegangan pada distribusi primer biasanya berkisar antara 4 sampai 34.5 kV [3]. Konsumen yang berupa industri biasanya menggunakan tegangan menengah sebagai contoh adalah tegangan 20 kV, sedangkan untuk jaringan distribusi komersial dan residensial menggunakan tegangan rendah yaitu 380/220 Volt.

### 2.1.4 Beban

Beban (*loads*) dalam sistem tenaga biasanya dibagi menjadi beban industri, beban komersial, dan beban residensial. Untuk industri besar dimungkinkan untuk disuplai dari jaringan transmisi maupun sub transmisi. Untuk industri sedang disuplai dari jaringan distribusi primer, sedangkan untuk beban residensial disuplai dari jaringan distribusi sekunder.

Beban-beban industri dapat berupa komposit motor, motor induksi. Untuk beban residensial dan komersial sebagian besar terdiri dari lampu, pemanas, pendingin, dan motor induksi 1 phase. Beban-beban tersebut memiliki frekuensi yang tetap dan membutuhkan daya reaktif yang kecil.

Dalam pemodelannya beban dalam sistem tenaga listrik digunakan 3 model beban, yaitu [4]:

1. Beban direpresentasikan sebagai daya konstan. Daya nyata (MW) dan daya reaktif (MVar) dianggap konstan.
2. Beban direpresentasikan sebagai arus konstan. Besaran skalar (magnitude) dari arus I dijaga agar tetap konstan.
3. Beban direpresentasikan sebagai impedansi konstan. Kondisi ini sering dipakai dalam mempresentasikan beban dalam studi stabilitas.

## **2.2 Daya Pada Sistem Tenaga Listrik**

Daya merupakan energi yang dilakukan untuk melakukan sebuah usaha. Dalam sistem tenaga listrik, daya listrik dapat didefinisikan sebagai perubahan rata-rata dari energi listrik terhadap waktu. Daya listrik biasa dinyatakan dalam bentuk satuan Watt atau Horsepower ( $1 \text{ HP} = 746 \text{ Watt}$ ). Daya listrik dibagi menjadi tiga bagian yaitu daya aktif (P), daya reaktif (Q), dan daya nyata (S).

### **1. Daya Aktif (P)**

Daya aktif (P) adalah daya yang terpakai untuk melakukan usaha yang sebenarnya, atau sering dikenal sebagai daya aktif. Satuan untuk daya aktif adalah watt. Pada dasarnya, daya aktif dibangkitkan dari proses konversi energi primer.

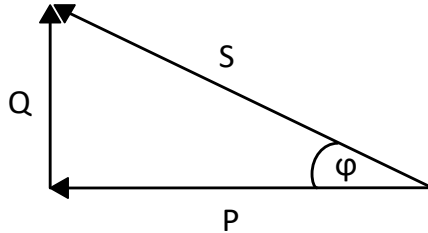
### **2. Daya Reaktif (Q)**

Daya Reaktif (Q) digunakan untuk pembentukan medan magnet. Daya reaktif (Q) dinyatakan dalam satuan adalah VAr. Daya reaktif ini dihasilkan dari dari pembangkitan medan listrik pada generator sinkron melalui sistem eksitasinya.

### **3. Daya Nyata (S)**

Daya Nyata (S) merupakan daya yang dihasilkan oleh perkalian antara tegangan rms dengan arus rms dalam suatu jaringan. Daya nyata merupakan hasil penjumlahan trigonometri dari daya aktif dan daya reaktif dengan satuan VA (Volt Ampere).

Untuk dapat mendefinisikan lebih jelas konsep dari ketiga daya tersebut, dapat dilihat pada gambar segitiga daya dibawah ini:



**Gambar 2.6** Segitiga daya

Besaran masing-masing daya dapat diperoleh dari persamaan dibawah ini:

$$S = V \times I \quad (2.24)$$

$$P = V \times I \times \cos \varphi \quad (2.25)$$

$$Q = V \times I \times \sin \varphi \quad (2.26)$$

$\cos \varphi$  merupakan perbedaan sudut antara arus dengan tegangan dalam fungsi waktu. Jika sudut arus mendahului tegangan, maka beban dinyatakan bersifat leading ( $\cos \varphi$  bernilai negatif), dan jika sudut dari arus tertinggal dari tegangan, maka dinyatakan bersifat lagging ( $\cos \varphi$  bernilai positif).

### 2.3 Besaran Per Satuan (Per Unit)

Dalam analisis suatu sistem tenaga listrik, digunakan besaran per satuan atau per unit untuk menggantikan besaran-besaran yang sesungguhnya. Besaran per satuan unit didefinisikan sebagai berikut:

$$pu = \frac{\text{Besaran sesungguhnya}}{\text{Besaran dasar}} \quad (2.27)$$

Besaran sesungguhnya merupakan nilai aktual dari sistem, sedangkan besaran dasar merupakan besaran dasar yang digunakan [3]. Dengan demikian, nilai besaran per satuan merupakan nilai yang telah dinormalisasi terhadap besaran dasar yang terpilih. Terdapat 4 besaran yang sering digunakan dalam menganalisis sistem tenaga listrik, yaitu daya, tegangan, arus, dan impedansi [3]. Dalam perhitungan sistem tenaga listrik, tegangan nominal dari sistem dipilih sebagai besaran dasar tegangan ( $V_B$  atau  $kV_B$ ), sedangkan besaran kedua yang dipilih adalah

daya SB ( $MVA_B$  atau  $kVA_B$ ) [3]. Sedangkan untuk  $I_B$  dan  $Z_B$  diperoleh dari persamaan berikut ini:

$$I_B = \frac{MVA_B}{\sqrt{3} kV_B} \quad (2.28)$$

$$Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B} \quad (2.29)$$

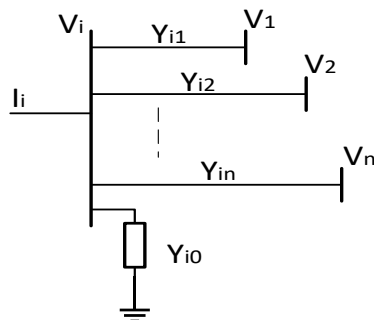
## 2.4 Metode Analisis Aliran Daya

Aliran daya (*load flow*) digunakan menyelesaikan permasalahan operasi dari sebuah sistem tenaga listrik. Analisis aliran daya ini digunakan untuk perencanaan, operasi, dan pengendalian operasi [3]. Dengan kata lain, analisis aliran daya sangat dibutuhkan untuk menganalisis stabilitas transmisi, stabilitas tegangan, dan analisis kontingensi [3]. Secara umum, klasifikasi dari bus dalam sistem tenaga listrik dibagi menjadi 3, yaitu [4].

1. Load ( $P$ - $Q$ ) Bus.
2. Generator ( $P$ - $V$ ) Bus.
3. Slack (*Swing*) Bus atau bus referensi.

### 2.4.1 Persamaan Aliran Daya

Gambar 2.7 merupakan *typical bus* dari sistem tenaga listrik. Parameter-parameter saluran transmisi dijadikan dalam satuan per unit (pu) pada dasar/*base* MVA.



**Gambar 2.7** Typical bus sistem tenaga listrik [3]

Dengan mengaplikasikan KCL (*Kirchoff Current Law*) pada bus i, besarnya arus  $I_i$  [3]:

$$\begin{aligned} I_i &= y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \\ &= y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in}V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n \end{aligned} \quad (2.30)$$

atau,

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad j \neq i \quad (2.31)$$

Daya aktif dan daya reaktif pada bus i adalah:

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2.32)$$

atau,

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.33)$$

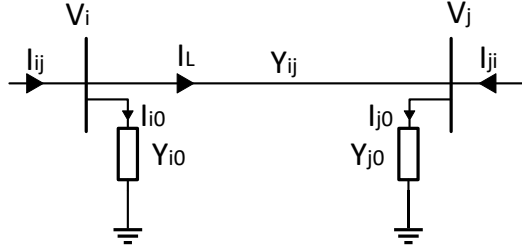
Dengan mensubstitusikan persamaan 2.31 ke persamaan 2.32, maka diperoleh persamaan:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad j \neq i \quad (2.34)$$

Dari persamaan 2.40, diketahui bahwa untuk mencari nilai aliran daya pada bus i, dibutuhkan adanya suatu iterasi dikarenakan persamaan diatas merupakan persamaan aljabar non-linier [3].

#### 2.4.2 Aliran Daya dan Rugi-rugi Saluran

Untuk melakukan perhitungan aliran daya dan rugi-rugi daya pada saluran, asumsikan bus i terhubung ke bus j seperti gambar 2.8.



**Gambar 2.8** Model saluran transmisi untuk pehitungan aliran daya dan rugi saluran [3]

Seperti gambar diatas, arus  $I_{ij}$  diukur pada bus i yang ditandai positif. Besarnya arus  $I_{ij}$  dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$I_{ij} = I_L + I_{i0} = y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \quad (2.35)$$

Besarnya arus  $I_{ji}$  yang diukur pada bus j dan diberi tanda positif dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$I_{ij} = -I_L + I_{j0} = y_{ij}(V_j - V_i) + y_{j0}V_j \quad (2.36)$$

Daya kompleks yang mengalir dari bus i ke bus j maupun dari bus j ke bus i, digunakan persamaan berikut:

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (2.37)$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad (2.38)$$

Rugi-rugi daya pada saluran i-j, merupakan penjumlahan aljabar dari persamaan 2.37 dan 2.38.

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (2.39)$$

Dengan:

$S_{Lij}$  = total rugi-rugi daya pada saluran (MW)

$S_{ij}$  = rugi-rugi daya saluran i-j

$S_{ji}$  = rugi-rugi daya saluran j-i

### 2.4.3 Metode Newton Rhapson

Berdasarkan hukum kirchoff arus, hubungan antara besar tegangan bus dan arus dinyatakan dalam persamaan titik tegangan.

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \quad (2.40)$$

Pernyataan diatas, dapat dinyatakan dalam bentuk matriks admitansi sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \\ \dots \\ In \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y11 & Y12 & Y13 & \dots & Y1n \\ Y21 & Y22 & Y23 & \dots & Y2n \\ Y31 & Y32 & Y33 & \dots & Y3n \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Yn1 & Yn2 & Yn3 & \dots & Ynn \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \\ \dots \\ Vn \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Dengan:

- $n$  = jumlah total titik
- $Y_{11}$  = admitansi di titik i
- $Y_{21}$  = mutual admitansi dari titik i ke j
- $V_1$  = tegangan fasor pada titik i
- $I_1$  = arus fasor yang mengalir ke titik i

Persamaan diatas merupakan persamaan aliran daya statis dengan besaran-besaran dalam bentuk kompleks, sehingga terdapat  $2n$  persamaan dengan  $n$  adalah jumlah bus yang ada dalam sistem tenaga listrik. Ada beberapa metode yang dapat digunakan dalam menyelesaikan proses aliran daya dalam sistem tenaga listrik, salah satunya adalah, metode *Newton-Raphson*.

Metode *Newton-Raphson* merupakan metode yang lebih efisien dan praktis dalam menyelesaikan permasalahan studi aliran daya pada sistem tenaga listrik yang besar. Dari gambar 2.7, arus yang mengalir menuju bus i dapat dirumuskan:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.42)$$

Apabila dirumuskan dalam bentuk polar, maka:

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.43)$$

Daya pada bus  $i$  adalah:

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.44)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan 2.43 ke dalam persamaan 2.44, maka diperoleh persamaan sebagai berikut:

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle \delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.45)$$

Bila digunakan persamaan aliran daya dalam bentuk polar, maka menjadi:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.46)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.47)$$

Dengan:

$P_i$  = daya aktif terbangkit pada bus ke- $i$

$Q_i$  = daya reaktif terbangkit pada bus ke- $i$

$Y_{ij}, \theta_{ij}$  = magnitudo dan sudut fasa elemen matriks admintansi  $Y$

$V_i, \delta_i$  = magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- $i$

$V_j, \delta_j$  = magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- $j$

Selanjutnya, setelah tegangan dan daya tiap bus diketahui, maka akan ditentukan matrik Jacobian untuk iterasi selanjutnya. Matrik Jacobian sendiri terdiri dari komponen  $H$ , komponen  $N$ , komponen  $J$ , dan komponen  $L$ .



$$\text{Jacobian Matriks} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Dengan:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad (2.49)$$

$$N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} |V_j| \quad (2.50)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad (2.51)$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} |V_j| \quad (2.52)$$

Sehingga untuk mencari aliran daya setiap bus, dapat ditulis persamaan dari beban adalah sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta |V|}{|V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Selanjutnya dari perkalian matriks Jacobian diatas, maka akan didapatkan nilai dari  $\Delta \theta_i$  dan  $\Delta |V_i|$  yang digunakan sebagai update sudut dan magnitudo tegangan tiap bus.

$$\theta_i^{(k+1)} = \theta_i^{(k)} + \Delta \theta_i \quad (2.54)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i| \quad (2.55)$$

Dengan:

$(k+1)$  = jumlah iterasi Newton Raphson

$\Delta \theta_i$  = perubahan sudut tegangan padabus ke- $i$

$\Delta |V_i|$  = perubahan magnitudo tegangan pada bus ke- $i$

Selanjutnya selisih daya aktif dan reaktif tiap bus yang baru dengan yang lama akan dibandingkan dengan ketelitian yang ditentukan. Apabila nilai ketelitian telah tercapai, maka proses iterasi selesai, dan juga

sebaliknya, saat nilai dari ketelitian belum tercapai maka iterasi akan dilanjutkan.

## 2.5 Kestabilan Tegangan Sistem Tenaga Listrik

Kestabilan tegangan adalah kemampuan dari sistem tenaga untuk mempertahankan tegangan pada tiap-tiap bus sesuai dengan batas yang diijinkan baik pada keadaan operasi normal maupun setelah terjadi gangguan [5]. Dalam sistem tenaga listrik, ketidakstabilan tegangan dapat terjadi ketika terjadi gangguan seperti penambahan jumlah beban, atau berubahnya konfigurasi dari sistem yang menyebabkan tegangan pada tiap bus mengalami penurunan dari secara bertahap maupun secara tidak terkontrol [5]. Penyebab utama dari ketidakstabilan tegangan dari sebuah sistem tenaga listrik adalah tegangan jatuh dikarenakan perubahan aliran daya melalui *element inductive* dari jaringan transmisi berdasarkan [5]:

1. Penambahan beban yang berhubungan dengan kekurangan maupun kelebihan daya reaktif.
2. Lepasnya jaringan transmisi, lepasnya generator, ataupun pembebanan yang terlalu berat pada jaringan transmisi.
3. *On-Load tap changing transformer* tidak bekerja dengan baik.

Walaupun pada dasarnya ketidakstabilan tegangan adalah fenomena lokal (memiliki lingkup sempit), hal tersebut memiliki dampak yang besar pada jaringan, yang terkadang dapat menyebabkan *voltage collapse* [5]. Fenomena *voltage collapse* tersebut memiliki karakteristik kejadian berurutan yang berhubungan dengan fenomena ketidakstabilan, yang menentukan tingkat tegangan jatuh pada suatu sistem secara keseluruhan dan akhirnya menyebabkan hilangnya kestabilan sistem [5]. *Voltage collapse* biasanya dihubungkan dengan daya reaktif dari beban tidak terpenuhi karena keterbatasan produksi dan transmisi daya reaktif, sebagai contoh [5]:

1. Keterbatasan dari suplai daya reaktif dari generator dan pengurangan daya reaktif akibat adanya kapasitor pada tegangan rendah.
2. Keterbatasan utama dari transmisi daya adalah tingginya *losses* daya reaktif pada jaringan yang berbeban tinggi, serta kemungkinan terputusnya jaringan transmisi yang menyebabkan pengurangan kapasitas transmisi.
3. Permintaan daya reaktif yang meningkat akibat peningkatan beban.

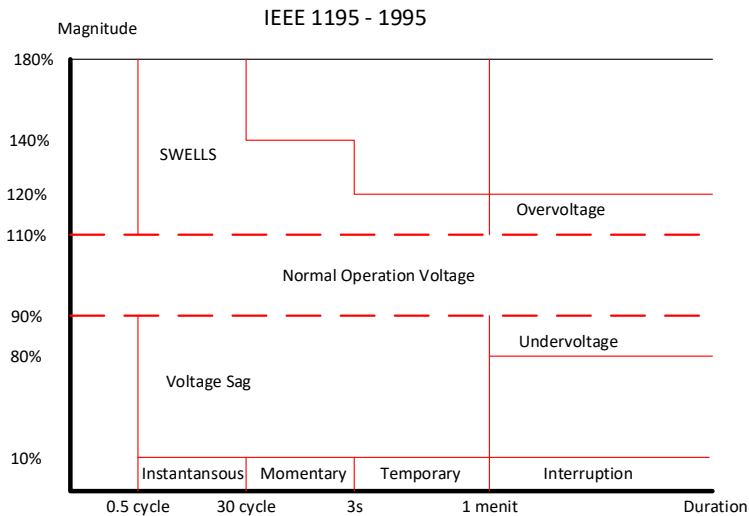
Berdasarkan contoh diatas, permasalahan ketidakstabilan tegangan dipengaruhi oleh karakteristik dari sistem transmisi, batas daya

reaktif dari generator, karakteristik beban, karakteristik peraralan kompensasi daya reaktif, dan peralatan pengaturan tegangan seperti trafo *under-load tap changer* (UTLC) [6].

Dalam pemodelannya, ada beberapa hal yang dapat mempengaruhi stabilitas tegangan secara signifikan, yaitu [6]:

1. Beban: karakteristik beban dapat berpengaruh besar pada analisa stabilitas tegangan. Tidak seperti pada analisa transien dan aliran daya, analisa stabilitas tegangan perlu detail yang lebih dari sistem subtransmisi terutama pada area bertegangan lemah.
2. Generator dan kontrol eksitasi untuk analisa kestabilan tegangan perlu untuk memperhatikan karakteristik droop dari avr dari pada mengasumsikan *zero droop*. Jika ada penambahan kompensasi beban (*line drop*) efeknya perlu diperhatikan. Arus medan dan arus armature perlu direpresentasikan secara spesifik daripada nilai reaktif maksimum.
3. SVS (*Static Var System*) ketika sebuah SVS beroperasi pada tegangan normal, akan menjaga nilai tegangan untuk tidak berubah terlalu jauh. Ketika beroperasi pada batas daya reaktif SVS akan beroperasi layaknya kapasitor atau reaktor.
4. *Automatic Generation Control* (AGC). Untuk perubahan tegangan yang menghasilkan perbedaan drastis antara generator dan beban, pengatur kecepatan utama dan pengatur frekuensi bias line dapat mengubah sistem pembangkitan secara signifikan. Terkadang dapat berpengaruh buruk pada kestabilan tegangan sehingga fungsi tersebut perlu diperhatikan secara seksama.
5. Proteksi dan kontrol, termasuk pada unit generator dan jaringan transmisi. Misalnya proteksi eksitasi generator, proteksi *overcurrent* armature, proteksi *overcurrent* pada transmisi, kontrol kapasitor bank, regulator *phase-shifting*, dan *undervoltage load-shedding*.

Macam-macam kondisi tegangan ketika terjadi gangguan ditunjukkan pada gambar 2.9 dibawah ini.



**Gambar 2.9** Definisi voltage magnitude event berdasarkan standar IEEE 1159-1995

Berdasarkan gambar 2.9 diatas, sebuah sistem dikatakan mengalami *overvoltage* maupun *undervoltage*, saat kondisi tegangan berada pada nilai diatas 110 % dan dibawah 90 % selama lebih dari 1 menit. Sedangkan standart yang digunakan oleh PLN adalah:

1. 500 kV +5%, -5%
2. 150 kV +5%, -10%
3. 70 kV +5%, -10%
4. 20kV +5%, -10%

## 2.6 Line Stability Factor (LQP)

*Line stability factor* (LQP) adalah indeks stabilitas tegangan yang diusulkan oleh A Mohamed *et al* [7]. *Line stability factor* didapat dari formulasi faktor-faktor stabilitas saluran berdasarkan konsep transmisi tenaga pada sebuah saluran. Perlu diketahui bahwa nilai dari *line stability factor* tidak memperhitungkan nilai resistansi dari saluran [7]. *Line stability factor* telah digunakan dan terbukti cocok dan sesuai dalam memberikan index penilaian dibandingkan dengan metode index stabilitas lainnya dalam hal prediksi *voltage collapse* dan penilaian stabilitas tegangan [8]. *Line stability factor* dapat dinyatakan dalam persamaan dibawah ini [8]:

$$LQP = 4 \left( \frac{X}{V_i^2} \right) \left( \frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \quad (2.56)$$

Dengan:

$X$  = reaktansi saluran (ohm)

$P_i$  = daya aktif pada sisi pengirim (Watt)

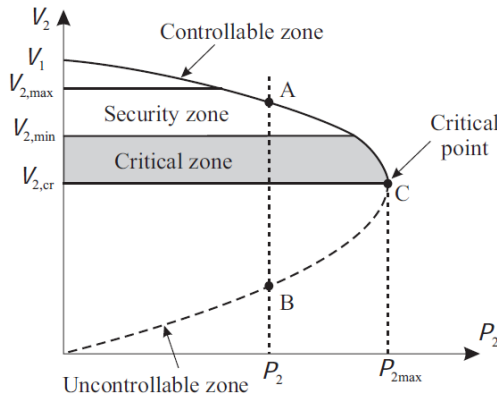
$V_i$  = tegangan pada sisi pengirim (Volt)

$Q_j$  = daya reaktif pada sisi penerima (VAr)

Karakteristik nilai indeks LQP harus dijaga pada nilai kurang dari 1 untuk menjaga kestabilan tegangan dari sistem [9].

## 2.7 Kurva PV

Salah satu metode untuk menentukan kondisi tegangan dan stabilitas tegangan disetiap bus dalam sistem tenaga listrik adalah kurva PV. Kurva PV tersebut merepresentasikan karakteristik beban dalam suatu bus terhadap tegangannya. Dengan menggunakan analisis kurva PV, dapat diketahui stabilitas tegangan dari suatu bus dan daya maksimal yang dapat ditransmisikan. Berikut adalah bentuk dari kurva PV.



**Gambar 2.10** Kurva PV [5]

Dari gambar 2.10 diatas, terdapat 4 zona dalam kurva PV. Keempat zona tersebut adalah:

1. *Controllable Zone*, zona ini dikenal dengan zona operasi yang stabil.
2. *Security Zone*, ditetapkan sebagai zona antara titik maksimal dengan titik minimal tegangan yang diperbolehkan.
3. *Critical Zone*, ditetapkan sebagai zona antara tegangan minimal dengan tegangan kritisnya. Operasi di zona ini dapat menyebabkan *voltage collapse* yang ditandai dengan penurunan tegangan terhadap tegangan kritisnya yang dikarenakan peningkatan permintaan daya.
4. *Uncontrollable Zone*, zona ini dikenal sebagai zona operasi tidak stabil.

Profil tegangan atau biasa disebut kurva V-Q atau V-P dapat digunakan untuk menentukan kestabilan tegangan [5]. Metode ini menggunakan perhitungan aliran daya secara berurutan dan melihat profil tegangan yang dihasilkan dengan cara meningkatkan pembebanan hingga titik *collapse* (titik pembebanan maksimum) [5]. Metode ini dapat membantu memberikan informasi data guna mencegah *collapse* dari tegangan sistem. Namun metode ini membutuhkan waktu perhitungan yang lama, terutama pada sistem besar dengan berbagai batasan.

Tiga metode pembebanan yang digunakan untuk mendapatkan kurva tersebut adalah [5]:

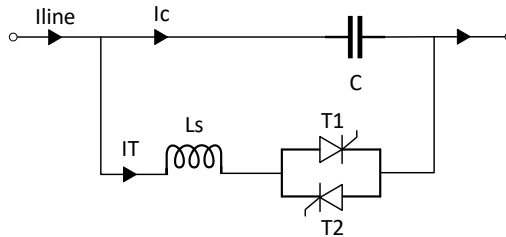
1. *Reactive loading margin*, pada metode ini nilai daya reaktif Q dinaikkan secara bertahap (dQ) dengan menjaga daya aktif tetap konstan (P=konstan).
2. *Active loading margin*, pada metode ini nilai daya aktif P dinaikkan secara bertahap (dP) dengan menjaga daya reaktif tetap konstan (Q=konstan).
3. *Apparent loading margin*, pada metode ini nilai P dan Q dinaikkan tetapi dijaga agar  $\cos \phi$  tetap konstan.

Perhitungan metode tersebut berdasarkan teknik *continuation power flow* (CPF), namun permasalahan muncul ketika didekat nilai kritisnya. Untuk mengatasi masalah tersebut perlu penggunaan metode lain yaitu *optimal multiplier-based Newton Rhapson method* atau metode teknik parameter lokal yang dapat digunakan untuk menganalisa titik di dekat nilai kritisnya. Metode CPF menggunakan skema predictor dan korektor untuk mencari hasil persamaan aliran daya yang berubah tiap tahap pada bagian bebannya. Metode ini menggunakan solusi dari titik awal dan digunakan sebagai dasar untuk mencari solusi sesudahnya dengan menggunakan teknik Newton-Rhapson. Parameter lokal yang

disebutkan sebelumnya adalah cara untuk mengidentifikasi tiap titik sepanjang nilai hasil CPF untuk menghindari singular di matrix Jacobian sistem.

## 2.8 Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)

*Thyristor Controller Series Compensator* (TCSC) merupakan salah satu jenis peralatan FACTS. TCSC banyak digunakan untuk meningkatkan *power transfer capacity* dari jaringan transmisi dengan memperkecil impedansi seri dari saluran transmisi [10]. Konsep dasar dari TCSC adalah kapasitor (*fixed capacitor*) terpasang seri dengan line transmisi, dan *thyristor-controlled reactor* terpasang paralel dengan kapasitor [11]. Berikut ini adalah model dari TCSC



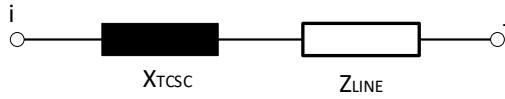
**Gambar 2.11** Konfigurasi dari TCSC [11]

Nilai impedansi ekuivalen ( $Z_{eq}$ ) dari kombinasi kapasitor dan induktor dapat dihitung menggunakan persamaan [11]:

$$Z_{eq} = -j \frac{1}{\omega C - \frac{1}{\omega L}} \quad (2.57)$$

Jika nilai dari  $\omega L > (1 / \omega C)$  maka reaktansi *fixed capacitors* (FC) akan kurang dari reaktor variabel yang terhubung secara paralel, dan kombinasi ini akan membuat reaktansi kapasitif yang berubah-ubah. Tetapi saat  $\omega L = (1 / \omega C)$  akan menimbulkan resonansi yang menghasilkan impedansi kapasitif yang tak berhingga dan merupakan kondisi yang tidak diinginkan. Namun jika  $\omega L < (1 / \omega C)$  kombinasi LC dapat membuat reaktansi induktif [11].

Pemodelann TCSC pada sistem tenaga listrik dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



**Gambar 2.12** Pemodelan dari TCSC [12]

$$Z_{ij} = Z_{line} + jX_{TCSC} \quad (2.58)$$

$$X_{ij} = X_{line} + X_{TCSC} \quad (2.59)$$

$$X_{TCSC} = r_{TCSC} \times X_{line} \quad (2.60)$$

Untuk menghindari *overcompensation*, daerah kerja dari TCSC berkisar antara  $-0,7 X_{line}$  sampai dengan  $0,2 X_{line}$  [12].

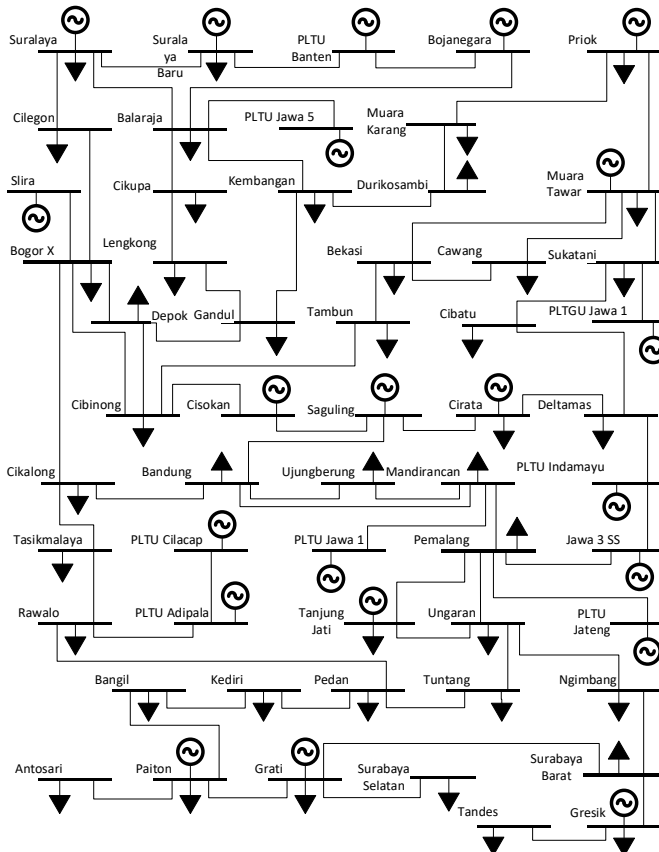


## BAB 3

### PEMODELAN SISTEM TENAGA LISTRIK

#### 3.1 Data Kelistrikan Sistem 500kV Jawa-Bali

Sistem kelistrikan yang digunakan dalam analisis kestabilan tegangan adalah sistem kelistrikan Jawa-Bali 500 kV tahun 2019 berdasarkan RUPTL 2016. *Single line diagram* dari sistem kelistrikan Jawa-Bali 500 kV tahun 2019 ditunjukkan oleh gambar dibawah ini.



**Gambar 3.1** Sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali tahun 2019

*MVA base* dan *kV base* yang digunakan adalah 100 dan 500. Dengan menggunakan persamaan 2.29, maka dapat diperoleh *Z base*. Sehingga besaran satuan per unit dari sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali dapat dihitung dengan persamaan 2.27. Data saluran yang digunakan dalam analisis kestabilan tegangan ditunjukkan pada tabel 3.1.

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali

Dari Bus	Dari Nama Bus	Ke Bus	Ke Nama Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	Suralaya	2	Cilegon	0.00007	0.00072	0.26044
1	Suralaya	27	Suralaya Baru	0.00001	0.00008	0.03024
1	Suralaya	4	Balaraja	0.00038	0.00362	1.2968
2	Cilegon	52	Bogor X	0.00129	0.01448	1.31092
3	Cawang	6	Bekasi	0.0002	0.00189	0.16975
4	Balaraja	45	Cikupa	0.00007	0.00082	0.39826
4	Balaraja	5	Kembangan	0.00016	0.00183	0.88512
4	Balaraja	46	PLTU Jawa 5	0.00012	0.00137	0.6638
5	Kembangan	34	Duri Kosambi	0.00001	0.00014	0.06638
6	Bekasi	36	Tambun	0.00014	0.00134	0.48185
7	Gandul	33	Lengkong	0.0001	0.00093	0.36507
7	Gandul	5	Kembangan	0.00015	0.00169	0.6103
8	Cibinong	51	PLTA Cisokan	0.00043	0.00477	1.722
8	Cibinong	9	Depok	0.00008	0.00074	0.26646
9	Depok	7	Gandul	0.00013	0.0012	0.42884
10	Muara Tawar	3	Cawang	0.00048	0.0046	0.41183
10	Muara Tawar	6	Bekasi	0.00074	0.00713	0.63932
10	Muara Tawar	40	Sukatani	0.00019	0.00215	0.77347
11	Tasikmalaya	29	Kesugihan	0.00068	0.00767	2.77851
12	Cibatu	35	Delta Mas	0.00006	0.00056	0.2016
13	Cirata	14	Saguling	0.00015	0.00147	0.52742
14	Saguling	15	Bandung	0.00019	0.0021	0.75929
15	Bandung Selatan	28	Ujung Berung	0.00058	0.00647	0.58324

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

Dari Bus	Dari Nama Bus	Ke Bus	Ke Nama Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
15	Bandung Selatan	41	Cikalong	0.00013	0.00149	0.53653
15	Bandung Selatan	16	Mandirancan	0.00047	0.00544	2.63825
16	Mandirancan	28	Ujung Berung	0.00062	0.00694	0.6258
16	Mandirancan	43	Pemalang	0.00066	0.00764	3.71474
16	Mandirancan	50	PLTU Jawa 1	0.00004	0.00046	0.22125
17	Tanjung Jati	18	Ungaran	0.00067	0.00754	2.73374
18	Ungaran	53	Ampel/Tuntang	0.00008	0.00094	0.3381
18	Ungaran	20	Ngimbang	0.0024	0.0232	2.1022
18	Ungaran	22	Surabaya (Krian)	0.00291	0.02828	2.57811
19	Pedan	24	Kediri	0.001	0.01128	4.11357
20	Ngimbang	22	Surabaya (Krian)	0.00056	0.00538	0.48193
21	Gresik	22	Surabaya (Krian)	0.00014	0.00135	0.48266
22	Surabaya (Krian)	23	Grati	0.0004	0.00448	1.61855
23	Grati	55	Surabaya Selatan	0.00053	0.00506	1.81579
23	Grati	25	Paiton	0.00044	0.00495	1.79023
24	Kediri	37	Bangil	0.00055	0.00617	2.23154
25	Paiton	56	Antosari	0.00087	0.01015	4.96366
26	PLTU Banten	32	Bojanegara	0.00021	0.00203	0.72585
27	Suralaya Baru	26	PLTU Banten	0.00021	0.00203	0.72585
29	Kesugihan	19	Pedan	0.00083	0.00933	3.38988
29	Kesugihan	30	PLTU Adipala	0.00007	0.0008	0.28951
30	PLTU Adipala	31	PLTU Cilacap	0.00005	0.00056	0.20245
32	Bojanegara	4	Balaraja	0.00035	0.00338	1.21001
34	Duri Kosambi	38	Muara Karang	0.00006	0.00069	0.33188
35	Delta Mas	13	Cirata	0.00023	0.00225	0.80652
35	Delta Mas	48	Indramayu	0.00051	0.00594	2.88036

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

<b>Dari Bus</b>	<b>Dari Nama Bus</b>	<b>Ke Bus</b>	<b>Ke Nama Bus</b>	<b>R (pu)</b>	<b>X (pu)</b>	<b>B (pu)</b>
36	Tambun	8	Cibinong	0.00015	0.00015	0.52416
37	Bangil	25	Paiton	0.00052	0.00577	2.08733
38	Muara Karang	39	Priok	0.00004	0.00046	0.22125
39	Priok	10	Muara Tawar	0.00006	0.00069	0.33188
40	Sukatani	42	PLTGU Jawa 1	0.000005	0.00006	0.02025
40	Sukatani	12	Cibatu	0.00012	0.00113	0.40321
41	Cikalong	11	Tasikmalaya	0.0006	0.00673	2.43475
43	Pemalang	17	Tanjung Jati	0.00066	0.00758	3.688
43	Pemalang	54	PLTU Jateng	0.0001	0.00112	0.40492
43	Pemalang	18	Ungaran	0.00016	0.00177	0.63778
44	Tandes	21	Gresik	0.00002	0.00028	0.10123
45	Cikupa	33	Lengkong	0.00007	0.00082	0.39826
47	Salira	52	Bogor X	0.00044	0.00503	2.43624
48	Indramayu	49	Jawa 3 SS	0.00048	0.00548	2.65823
49	Jawa 3 SS	43	Pemalang	0.00008	0.00092	0.44251
51	PLTA Cisokan	14	Saguling	0.00014	0.0016	0.575
52	Bogor X	8	Cibinong	0.00062	0.0069	1.24073
52	Bogor X	41	Cikalong	0.00076	0.00737	2.65133
52	Bogor X	9	Depok	0.00016	0.00156	0.55847
53	Tuntang	19	Pedan	0.0003	0.0034	1.22727
57	Suralaya #7	1	Suralaya	0.0004	0.0198	0
58	Suralaya #6	1	Suralaya	0.004	0.0198	0
59	Suralaya #5	1	Suralaya	0.0004	0.0198	0
60	Suralaya #4	1	Suralaya	0.0006	0.0316	0
61	Suralaya #3	1	Suralaya	0.0006	0.0316	0
62	Suralaya #2	1	Suralaya	0.0006	0.0316	0
63	Suralaya #1	1	Suralaya	0.0006	0.0316	0
64	Suralaya #8	27	Suralaya Baru	0.0004	0.0198	0

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

<b>Dari Bus</b>	<b>Dari Nama Bus</b>	<b>Ke Bus</b>	<b>Ke Nama Bus</b>	<b>R (pu)</b>	<b>X (pu)</b>	<b>B (pu)</b>
65	PLTU Banten #1	26	PLTU Banten	0.004	0.0198	0
66	PLTU Jawa 7 #1	32	Bojanegara	0.0002	0.0121	0
67	PLTU Jawa 7 #2	32	Bojanegara	0.0002	0.0121	0
68	PLTU Jawa 5 #1	46	PLTU Jawa 5	0.0002	0.0121	0
69	PLTU Jawa 5 #2	46	PLTU Jawa 5	0.0002	0.0121	0
70	Muara Tawar #1.1	10	Muara Tawar	0.0005	0.0168	0
71	Muara Tawar #1.2	10	Muara Tawar	0.0005	0.0168	0
72	Muara Tawar #1.3	10	Muara Tawar	0.0005	0.0168	0
73	Muara Tawar #1.0	10	Muara Tawar	0.0003	0.0486	0
74	Muara Tawar #2.1	10	Muara Tawar	0.0005	0.0168	0
75	Muara Tawar #2.2	10	Muara Tawar	0.0005	0.0168	0
76	Muara Tawar #3.1	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
77	Muara Tawar #3.2	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
78	Muara Tawar #3.3	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
79	Muara Tawar #4.1	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
80	Muara Tawar #4.2	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
81	Muara Tawar #4.3	10	Muara Tawar	0.0009	0.1046	0
82	Muara Tawar #5.1	10	Muara Tawar	0.0003	0.0486	0
83	Muara Tawar #5.0	10	Muara Tawar	0.0003	0.0486	0
84	M. Tawar Add On #1	10	Muara Tawar	0.0012	0.058	0
85	M. Tawar Add On #2	10	Muara Tawar	0.0012	0.0168	0
86	M. Tawar Add On #3	10	Muara Tawar	0.0005	0.0258	0
87	PLTGU Jawa 2	39	Priok	0.0003	0.0148	0

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

Dari Bus	Dari Nama Bus	Ke Bus	Ke Nama Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
88	PLTGU Jawa 1 #1	42	PLTGU Jawa 1	0.0003	0.0145	0
89	PLTGU Jawa 1 #2	42	PLTGU Jawa 1	0.0003	0.0145	0
90	PLTU Indramayu	48	Indramayu	0.0002	0.0121	0
91	Cirata #1	13	Cirata	0.0003	0.053	0
92	Cirata #2	13	Cirata	0.0003	0.053	0
93	Cirata #3	13	Cirata	0.0003	0.053	0
94	Cirata #4	13	Cirata	0.0003	0.053	0
95	Cirata #5	13	Cirata	0.0003	0.053	0
96	Cirata #6	13	Cirata	0.0003	0.053	0
97	Cirata #7	13	Cirata	0.0003	0.053	0
98	Cirata #8	13	Cirata	0.0003	0.053	0
99	PLTA Cisokan #1	51	PLTA Cisokan	0.0007	0.0362	0
100	PLTA Cisokan #2	51	PLTA Cisokan	0.0007	0.0362	0
101	PLTA Cisokan #3	51	PLTA Cisokan	0.0007	0.0362	0
102	PLTA Cisokan #4	51	PLTA Cisokan	0.0007	0.0362	0
103	Saguling #1	14	Saguling	0.0012	0.0594	0
104	Saguling #21	14	Saguling	0.0012	0.0594	0
105	Saguling #3	14	Saguling	0.0012	0.0594	0
106	Saguling #4	14	Saguling	0.0012	0.0594	0
107	PLTU Jawa 1	50	PLTU Jawa 1	0.0002	0.0121	0
108	PLTU Jawa 3 #1	49	Jawa 3 SS	0.00004	0.0181	0
109	PLTU Jawa 3 #2	49	Jawa 3 SS	0.00004	0.0181	0
110	PLTU Jateng #1	54	PLTU Jateng	0.0002	0.0121	0
111	PLTU Jateng #2	54	PLTU Jateng	0.0002	0.0121	0
112	Tanjung Jati #1	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0186	0

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

Dari Bus	Dari Nama Bus	Ke Bus	Ke Nama Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
113	Tanjung Jati #2	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0186	0
114	Tanjung Jati #3	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0186	0
115	Tanjung Jati #4	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0186	0
116	PLTU Jawa 4 #1	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0121	0
117	PLTU Jawa 4 #2	17	Tanjung Jati	0.0002	0.0121	0
118	PLTU Adipala	30	PLTU Adipala	0.0004	0.0198	0
119	PLTU Cilacap	31	PLTU Cilacap EXP	0.0002	0.0198	0
120	PLTU Jawa 8	31	PLTU Cilacap EXP	0.0002	0.0121	0
121	Gresik #2.1	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
122	Gresik #2.2	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
123	Gresik #2.3	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
124	Gresik #2.0	21	Gresik	0.0004	0.0583	0
125	Gresik #3.1	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
126	Gresik #3.2	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
127	Gresik #3.3	21	Gresik	0.0007	0.0953	0
128	Gresik #3.0	21	Gresik	0.0004	0.0583	0
129	PLTGU Jawa 3 #1	21	Gresik	0.0005	0.0242	0
130	PLTGU Jawa 3 #2	21	Gresik	0.0007	0.0242	0
131	Grati #1.1	23	Grati	0.0007	0.0953	0
132	Grati #1.2	23	Grati	0.0007	0.0953	0
133	Grati #1.3	23	Grati	0.0007	0.0953	0
134	Grati #1.0	23	Grati	0.0004	0.0583	0
135	Peaker Grati #1	23	Grati	0.0007	0.0362	0
136	Peaker Grati #2	23	Grati	0.0017	0.0725	0
137	Grati Add On #1	23	Grati	0.0017	0.0725	0
138	Paiton #1	25	Paiton	0.0003	0.0312	0

**Tabel 3.1** Data saluran sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

Dari Bus	Dari Nama Bus	Ke Bus	Ke Nama Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
139	Paiton #2	25	Paiton	0.0003	0.0312	0
140	Paiton #3	25	Paiton	0.0001	0.0145	0
141	Paiton #5	25	Paiton	0.0002	0.0225	0
142	Paiton #6	25	Paiton	0.0002	0.0225	0
143	Paiton #7	25	Paiton	0.0002	0.0225	0
144	Paiton #8	25	Paiton	0.0002	0.0225	0
145	Paiton #9	25	Paiton	0.0002	0.0225	0

Data pembebanan yang digunakan dalam analisis kestabilan tegangan sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali adalah beban normal pada jam 13.00. Data pembebanan dapat dilihat pada tabel 3.2 dibawah ini:

**Tabel 3.2** Data pembebanan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali

No. Bus	Nama Bus	MW	MVA <sub>r</sub>	MVA
1	Suralaya	34.9	20.43	40.44001607
2	Cilegon	543.1	317.88	629.2895235
3	Cawang	723.2	423.3	837.9744209
4	Balaraja	997.5	583.85	1155.805811
5	Kembangan	506.8	296.64	587.2320918
6	Bekasi	355.2	207.9	411.569496
7	Gandul	1138.9	666.1	1319.387138
8	Cibinong	488.6	285.98	566.1400184
9	Depok	439.5	257.25	509.2522091
10	Muara Tawar	297.4	174.07	344.5970471
11	Tasikmalaya	325.8	190.7	377.507788
12	Cibatu	837.4	490.76	970.6101883
13	Cirata	176.5	103.31	204.5121172
15	Bandung Selatan	127.1	74.39	147.2694201
16	Mandirancan	387	226.52	448.4197926



**Tabel 3.2** Data pembebanan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

No. Bus	Nama	MW	MVA <sub>r</sub>	MVA
17	Tanjung Jati	572.3	334.98	663.1281101
18	Ungaran	105.6	61.8	122.3544033
19	Pedan	544.2	318.53	630.5672057
20	Ngimbang	454.9	266.26	527.0942967
21	Gresik	21.1	12.35	24.44856847
22	Surabaya (Krian)	788.6	461.58	913.753827
23	Grati	334.1	195.55	387.1209275
24	Kediri	613	358.8	710.2861677
25	Paiton	353.8	207.08	409.9470288
27	Suralaya Baru	70.4	41.21	81.57465354
28	Ujung Berung	317.68	186.01	368.1308225
29	Rawalo/Kesugihan	687.8	402.58	796.9563955
33	Lengkong	669	391.58	775.1747522
34	Duri Kosambi	567	331.87	656.9830263
35	Cibatu Baru/Delta Mas	445.9	260.99	516.6648721
36	Tambun	416.2	243.61	482.2533277
37	Bangil	354.6	207.65	410.9253977
38	Muara Karang	168.2	98.45	194.8939263
39	Priok	629.9	368.69	729.8673346
40	Cibatu Baru II/Sukatani	368.07	215.8	426.6675109
41	Cikalong	328.3	192.16	380.4028859
43	Batang/Pemalang	293.4	171.73	339.9628699
44	Tandes	199.2	116.59	230.8113258
45	Cikupa	692.2	405.15	802.0519699
52	Bogor X	222.6	130.29	257.9268193
53	Ampel/Tuntang	425.3	248.93	492.794313
55	Surabaya Selatan	488.4	285.87	565.9118455
56	Antosari	483.1	282.77	559.7718132

Data pembangkitan yang digunakan dalam analisis kestabilan tegangan ditunjukkan pada tabel 3.3 berikut ini:

**Tabel 3.3** Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali

No. Bus	Nama Generator	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
57	Suralaya #7	293.1	2.59	1	240	600	220.41	312.08
58	Suralaya #6	505.64	108.92	1	240	600	220.41	283.33
59	Suralaya #5	505.64	108.92	1	240	600	220.41	283.33
60	Suralaya #4	337.09	108.92	1	160	400	-30	247.9
61	Suralaya #3	337.09	108.92	1	160	400	-30	247.9
62	Suralaya #2	337.09	108.92	1	160	400	-30	247.99
63	Suralaya #1	337.09	108.92	1	160	400	-45	247.9
64	Suralaya #8	530	318.75	1	250	625	167.84	318.75
65	PLTU Banten	407.9	307.69	1.005	250	625	167.84	318.75
66	PLTU Jawa 7 #1	543.9	267.4	1.002	400	1000	-224	560
67	PLTU Jawa 7 #2	543.9	267.4	1.002	400	1000	-224	560
68	PLTU Jawa 5 #1	543.9	498.8	0.99	400	1000	-224	560
69	PLTU Jawa 5 #2	543.9	498.8	0.99	400	1000	-224	560
70	Muara Tawar #1.1	125	69.26	0.972	58.4	146	-18.93	69.26
71	Muara Tawar #1.2	125	69.26	0.972	58.4	146	-18.94	69.26
72	Muara Tawar #1.3	125	69.26	0.972	58.4	146	-18.94	69.26
73	Muara Tawar #1.0	123.5	94	0.972	89.6	224	-15	94
74	Muara Tawar #2.1	125	69.23	0.972	58.4	146	-18.94	69.23

**Tabel 3.3** Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

No. Bus	Nama Generator	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
75	Muara Tawar #2.2	125	69.26	0.972	58.4	146	-18.94	69.26
76	Muara Tawar #3.1	125	69.4	0.972	58.4	146	-19	69.4
77	Muara Tawar #3.2	125	69.4	0.972	58.6	146	-19	69.4
78	Muara Tawar #3.3	0	0	0.972	58.4	146	-19	69.4
79	Muara Tawar #4.1	0	0	0.972	58.4	146	-19	69.4
80	Muara Tawar #4.2	0	0	0.972	58.4	146	-19	69.4
81	Muara Tawar #4.3	0	0	0.97	58.4	146	-19	69.4
82	Muara Tawar #5.1	0	0	0.972	58.4	146	-19	69.4
83	Muara Tawar #5.0	0	0	0.972	30	75	-16.28	30.43
84	M. Tawar Add On #1	130	110.72	0.972	80	200	-30	169
85	M. Tawar Add On #2	130	110.72	0.972	80	200	-30	169
86	M. Tawar Add On #3	0	0	0.972	100	250	-37.5	261
87	PLTGU Jawa 2	507.7	211.36	0.968	326	1000	-94	560
88	PLTGU Jawa 1 #1	507.65	300.38	0.98	320	800	-168	400
89	PLTGU Jawa 1 #2	507.65	300.38	0.98	320	800	-168	400
90	PLTU Indramayu	543.9	10.87	1.007	400	1000	-224	560
91	Cirata #1	95	43.42	1	50.4	126	-40	43.42
92	Cirata #2	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42

**Tabel 3.3** Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

No. Bus	Nama Generator	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
93	Cirata #3	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
94	Cirata #4	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
95	Cirata #5	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
96	Cirata #6	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
97	Cirata #7	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
98	Cirata #8	0	0	0.983	50.4	126	-40	43.42
99	PLTA Cisokan #1	144.95	104.66	0.99	105	260	-37.2	245
100	PLTA Cisokan #2	144.95	104.66	0.99	105	260	-37.5	245
101	PLTA Cisokan #3	144.95	104.66	0.99	105	260	-37.2	245
102	PLTA Cisokan #4	144.95	104.66	0.99	105	260	-37.2	245
103	Saguling #1	97.6	42.54	1	70	175	- 115.23	42.54
104	Saguling #21	0	0	0.985	70	175	- 115.23	42.54
105	Saguling #3	0	0	0.985	70	175	- 115.23	42.54
106	Saguling #4	0	0	0.985	70	175	- 115.23	42.54
107	PLTU Jawa 1	543.9	36.47	1.002	400	1000	-224	560
108	PLTU Jawa 3 #1	0	0	1.003	264	660	-200	375
109	PLTU Jawa 3 #2	0	0	1.003	264	660	-200	375
110	PLTU Jateng #1	498.6	50.96	1.017	380	950	-224	560
111	PLTU Jateng #2	498.6	50.96	1.017	380	950	-224	560
112	Tanjung Jati #1	415	33.61	1.018	264	660	-200	375
113	Tanjung Jati #2	415	33.61	1.018	264	660	-200	375
114	Tanjung Jati #3	415	33.61	1.018	264	660	- 107.67	278.33
115	Tanjung Jati #4	415	33.61	1.018	264	660	- 107.67	278.33

**Tabel 3.3** Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

No. Bus	Nama Generator	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
116	PLTU Jawa 4 #1	530	33.61	1.018	400	1000	-224	560
117	PLTU Jawa 4 #2	529.6	33.61	1.018	400	1000	-224	560
118	PLTU Adipala	553.5	57.82	1.0025	240	600	-220.41	283.33
119	PLTU Cilacap	400	41.36	1.0031	240	600	-220.41	283.33
120	PLTU Jawa 8	551.9	41.36	1.0031	400	1000	-224	560
121	Gresik #2.1	0	0	0.98	44.98	112.5	-27.97	52.33
122	Gresik #2.2	0	0	0.98	44.98	112.5	-27.97	44.98
123	Gresik #2.3	0	0	0.98	44.98	112.5	-27.97	52.33
124	Gresik #2.0	0	0	0.98	75.6	189	-47.04	87.98
125	Gresik #3.1	95	37	0.98	44.98	112.5	-20	37
126	Gresik #3.2	95	52.33	0.98	44.98	112.5	-27.97	52.33
127	Gresik #3.3	0	0	0.98	44.98	112.5	-27.97	52.33
128	Gresik #3.0	170.2	62.2	0.98	75.6	189	-33.6	62.2
129	PLTGU Jawa 3 #1	350	62.16	0.98	200	500	-220	220
130	PLTGU Jawa 3 #2	0	0	0.98	120	300	-110	283
131	Grati #1.1	0	0	1	40.3	100.75	-32.29	65.86
132	Grati #1.2	0	0	1	40.3	100.75	-32.29	65.86
133	Grati #1.3	0	0	1	40.3	100.75	-32.29	65.86
134	Grati #1.0	0	0	1	64	160	-39.84	120
135	Peaker Grati #1	0	0	1	120	300	-110	313
136	Peaker Grati #2	0	0	1	60	150	-19	157
137	Grati Add On #1	0	0	1	60	150	-19	142
138	Paiton #1	0	0	1.005	160	400	-19.38	247.9

**Tabel 3.3** Data pembangkitan sistem interkoneksi 500 kV Jawa-Bali (lanjutan)

No. Bus	Nama Generator	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
139	Paiton #2	0	0	1.005	160	400	-19.38	247.9
140	Paiton #3	733.5	75.7	1.005	326	814	-93.92	398.84
141	Paiton #5	417	75.7	1.005	244	610	- 224.09	282.52
142	Paiton #6	415	75.7	1.005	244	610	- 224.09	282.52
143	Paiton #7	415	75.7	1.005	246	615	- 225.92	282.11
144	Paiton #8	415	75.7	1.005	246	615	- 225.92	282.11
145	Paiton #9	415	75.7	1.005	260	650	- 238.78	402.83

### 3.2 PowerWorld 19

Dalam sistem ketenagalistrikan telah diciptakan beberapa software yang digunakan untuk mensimulasikan analisis dan desain sistem tenaga listrik dan salah satunya adalah PowerWorld 19. Software ini didesain sangat *user-friendly* dan terdapat animasi interaktif seperti arah aliran daya. Sebagai software simulasi sistem tenaga listrik PowerWorld 19 memiliki tingkat keandalan yang telah teruji dalam mensimulasikan dan membantu memecahkan masalah-masalah yang muncul di bidang sistem tenaga listrik serta memiliki animasi yang baik dalam pencitraan visual yang memudahkan dalam penggunaannya.

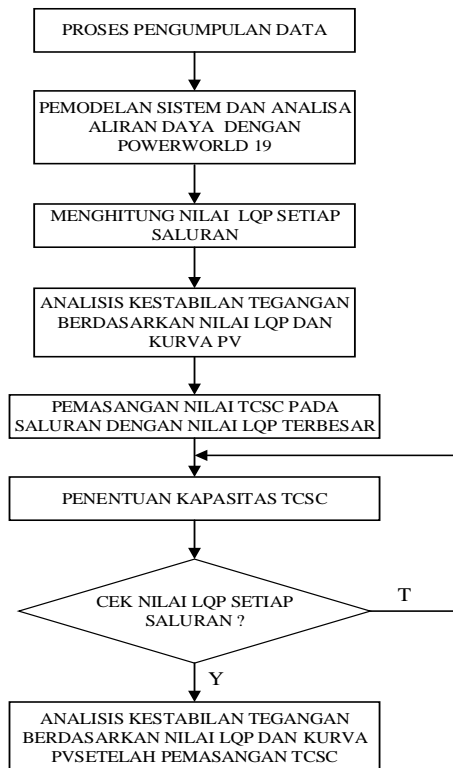
PowerWorld 19 memiliki fitur untuk pemodelan sistem dengan fungsi *graphical case editor*. Sebagai pengguna kita dapat menghubungkan atau melepaskan jaringan transmisi, pembangkit, dan beban dari sistem tenaga listrik. Pemahaman tentang karakteristik dari sistem tenaga listrik yang telah dibuat akan lebih mudah dipahami karena terdapat animasi yang interaktif dan penggunaan grafis secara maksimal. Dengan demikian, pengguna dapat dengan mudah memahami, menganalisis, dan *problem-solving* dari suatu masalah dalam sistem ketenagalistrikan. Di dalam PowerWorld 19 juga terdapat *fitur economic dispatch*, transaksi ekonomi per area, *power transfer distribution factor* (PTDF), *short circuit*, dan analisis kontigensi. Semua fasilitas ini dapat dengan mudah diakses melalui antar muka yang tervisualisasi.

Sebagai tambahan, beberapa *add-on* telah tersedia yang memungkinkan untuk melakukan analisis khusus, salah satunya adalah

*voltage adequacy and stability tool (PVQV)*. Fitur ini memudahkan pengguna untuk menganalisis stabilitas tegangan dari sistem yang dibuat melalui kurva PV dan kurva QV. Dengan menggunakan fitur tersebut, pengguna dapat memperoleh grafik hubungan tegangan dengan daya aktif (kurva PV) dan hubungan tegangan dengan daya reaktif (kurva QV) dari sistem tenaga listrik.

### 3.3 Metode Simulasi

Salah satu parameter utama dalam pengujian Tugas Akhir ini adalah *line stability factor*, yang sudah dijelaskan pada bab 2.6. Berikut ini adalah metodologi simulasi dari penelitian yang dilakukan untuk mengetahui stabilitas tegangan dari sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.



**Gambar 3.2** Metodologi pelaksanaan studi

Bedasarkan gambar 3.2, metodologi simulasi yang digunakan dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Pengumpulan data sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV dan pengembangannya sampai dengan tahun 2019. Data-data tersebut meliputi data pembangkitan, data transmisi, data pembebanan.
2. Dengan diperolehnya data-data tersebut, selanjutnya dilakukan studi aliran daya (*load flow analysis*) dengan menggunakan PowerWorld 19 simulator pada saat kondisi awal.
3. Dari hasil *running load flow* tersebut, kemudian dihitung nilai dari *line stability factor* dari tiap saluran. Dari data tersebut, dapat diketahui saluran yang paling kritis. Selain itu juga dibuat kurva PV pada bus-bus yang berdekatan dengan saluran dengan nilai *line stability factor* terbesar.
4. Pemasangan TCSC pada saluran yang memiliki nilai *line stability factor* terbesar untuk memperbaiki stabilitas tegangan dari sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV.
5. *Running load flow* dan menghitung nilai *line stability factor* setelah pemasangan TCSC dan juga membuat kurva PV pada bus-bus yang berdekatan dengan saluran yang dipasang TCSC.



## **BAB 4**

### **HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

Pada Bab 4 ini akan dijelaskan hasil dari simulasi pada sistem tenaga listrik Jawa-Bali 500 kV pada tahun 2019. Pada penelitian ini akan dilakukan pengujian pada sistem tenaga dengan cara menambahkan beban reaktif pada tiap bus secara bertahap sampai 150% dari nilai awal beban 100%. Pada setiap kenaikan beban akan dilihat nilai aliran daya, profil tegangan setiap bus, dan *line stability factor* dari tiap saluran. TCSC akan dipasang pada saluran dengan nilai *line stability factor* terbesar dan kemudian dilihat lagi aliran daya, profil tegangan setiap bus, dan nilai *line stability factor* dari setiap saluran.

#### **4.1 Data Simulasi**

Pada tugas akhir ini, data yang digunakan untuk simulasi adalah data sistem tenaga listrik Jawa-Bali 500 kV pada tahun 2019. Data parameter yang digunakan meliputi data saluran transmisi, data pembangkitan, dan data beban pada aliran daya tahun 2019. Data beban yang digunakan adalah pada saat jam 13.00 dengan jumlah total beban yang terpasang adalah 18993,75 MW dan 11117,94 MVar.

#### **4.2 Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali 500 kV Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100%**

Pada subbab ini, sistem tenaga listrik Jawa-Bali 500 kV akan diuji dengan beban 100% dengan menggunakan software PowerWorld 19. Metode Newton Raphson digunakan untuk perhitungan aliran daya pada sistem kelistrikan yang disimulasikan. Sistem akan dilihat kondisi awalnya tanpa penambahan kompensasi. Kondisi awal yang dimaksud adalah aliran daya yang terjadi, nilai tegangan pada setiap bus, dan nilai dari *line stability factor* dari setiap saluran transmisi.

##### **4.2.1 Simulasi Aliran Daya dan Nilai *Line Stability Factor* Pada Sistem Jawa-Bali 500 kV Tahun 2019**

Seperti yang sudah dijelaskan pada subbab 4.2, bahwa metode yang digunakan dalam menyelesaikan proses aliran daya adalah Newton Raphson. Selain itu, juga dihitung nilai dari *line stability factor* pada setiap saluran dengan menggunakan rumus 2.56. Berikut ini adalah hasil

aliran daya dan *line stability factor* setiap saluran pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV tahun 2019.

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 %

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
1	Suralaya	1	2.41	34.9	20.43		
2	Cilegon	0.99638	1.95	543.1	317.88		
3	Cawang	0.95634	-3.97	723.2	423.3		
4	Balaraja	0.97616	-1.32	997.5	583.85		
5	Kembangan	0.9643	-2.83	506.8	296.64		
6	Bekasi	0.95938	-3.8	355.2	207.9		
7	Gandul	0.95972	-3.4	1138.9	666.1		
8	Cibinong	0.9633	-3.64	488.6	285.98		
9	Depok	0.96286	-3.52	439.5	257.25		
10	Muara Tawar	0.972	-2.44	297.4	174.07		
11	Tasikmalaya	0.99632	-0.42	325.8	190.7		
12	Cibatu	0.97904	-1.98	837.4	490.76		
13	Cirata	0.98697	-1.72	176.5	103.31		
14	Saguling	0.99043	-1.62				
15	Bandung Selatan	0.99303	-1.43	127.1	74.39		
16	Mandirancan	1.00173	0.29	387	226.52		
17	Tanjung Jati	1.018	7.95	572.3	334.98		
18	Ungaran	1.01214	3.25	105.6	61.8		
19	Pedan	1.00706	1.66	544.2	318.53		
20	Ngimbang	0.97611	0.02	454.9	266.26		
21	Gresik	0.98	1.06	21.1	12.35		
22	Surabaya (Krian)	0.97867	0.67	788.6	461.58		
23	Grati	0.98483	1.54	334.1	195.55		
24	Kediri	0.99865	0.6	613	358.8		
25	Paiton	1.005	4.8	353.8	207.08		

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % (lanjutan)

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
26	PLTU Banten	1.005	2.27				
27	Suralaya Baru	1.00044	2.43	70.4	41.21		
28	Ujung Berung	0.99183	-1.19	317.68	186.01		
29	Rawalo	1.00115	2.49	687.8	402.58		
30	PLTU Adipala	1.0025	3.18				
31	PLTU Cilacap	1.0031	3.49				
32	Bojanegara	1.002	1.7				
33	Lengkong	0.9617	-3	669	391.58		
34	Duri Kosambi	0.96419	-2.85	567	331.87		
35	Delta Mas	0.98189	-1.77	445.9	260.99		
36	Tambun	0.96181	-3.66	416.2	243.61		
37	Bangil	1.00051	2.17	354.6	207.65		
38	Muara Karang	0.96622	-2.76	168.2	98.45		
39	Priok	0.968	-2.65	629.9	368.69		
40	Sukatani	0.97966	-1.86	368.07	215.8		
41	Cikalong	0.99082	-1.7	328.3	192.16		
42	PLTGU Jawa 1	0.98	-1.83				
43	Pemalang	1.01537	3.64	293.4	171.73		
44	Tandes	0.97963	1.03	199.2	116.59		
45	Cikupa	0.967	-2.32	692.2	405.15		
46	PLTU Jawa 5	0.99	-0.5				
47	Salira	0	0			0	0
48	Indramayu	1.00674	1.79				
49	Jawa 3 SS	1.0153	3.37				
50	PLTU Jawa 1	1.002	0.44				
51	PLTA Cisokan	0.99	-1.74				

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % (lanjutan)

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
52	Bogor X	0.97005	-3.04	222.6	130.29		
53	Tuntang	1.00947	2.74	425.3	248.93		
54	PLTU Jateng	1.017	4.26				
55	Surabaya Selatan	0.97146	0.13	488.4	285.87		
56	Antosari	0.99583	2.02	483.1	282.77		
57	Suralaya #7	1	5.74			293.1	2.59
58	Suralaya #6	1.03606	7.72			505.64	108.92
59	Suralaya #5	1.01836	8.03			505.64	108.92
60	Suralaya #4	1.03008	8.31			337.09	108.92
61	Suralaya #3	1.03008	8.31			337.09	108.92
62	Suralaya #2	1.03008	8.31			337.09	108.92
63	Suralaya #1	1.03008	8.31			337.09	108.92
64	Suralaya #8	1.08269	8.05			530	318.75
65	PLTU Banten	1.10064	5.91			407.9	307.69
66	PLTU Jawa 7 #1	1.0324	5.32			543.9	267.4
67	PLTU Jawa 7 #2	1.0324	5.32			543.9	267.4
68	PLTU Jawa 5 #1	1.04676	3.08			543.9	498.8
69	PLTU Jawa 5 #2	1.04676	3.08			543.9	498.8
70	Muara Tawar #1.1	1.00785	-1.21			125	69.26
71	Muara Tawar #1.2	1.00785	-1.21			125	69.26
72	Muara Tawar #1.3	0.98423	-1.21			125	69.26
73	Muara Tawar #1.0	1.01557	1.03			123.5	94
74	Muara Tawar #2.1	0.98423	-1.21			125	69.23
75	Muara Tawar #2.2	0.98423	-1.21			125	69.26
76	Muara Tawar #3.1	1.03506	4.99			125	69.4
77	Muara Tawar #3.2	1.03506	4.99			125	69.4

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % (lanjutan)

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
78	Muara Tawar #3.3	0.972	-2.44			0	0
79	Muara Tawar #4.1	0.972	-2.44			0	0
80	Muara Tawar #4.2	0.972	-2.44			0	0
81	Muara Tawar #4.3	0.972	-2.44			0	0
82	Muara Tawar #5.1	0.972	-2.44			0	0
83	Muara Tawar #5.0	0.972	-2.44			0	0
84	M. Tawar Add On #1	1.03303	1.79			130	110.72
85	M. Tawar Add On #2	0.9921	-1.22			130	110.72
86	M. Tawar Add On #3	0.972	-2.44			0	0
87	PLTGU Jawa 2	0.99799	1.77			507.7	211.36
88	PLTGU Jawa 1 #1	1.02154	2.33			507.65	300.38
89	PLTGU Jawa 1 #2	1.02154	2.33			507.65	300.38
90	PLTU Indramayu	1.007	5.51			543.9	10.87
91	Cirata #1	1.00881	1.17			95	43.42
92	Cirata #2	0.98697	-1.72			0	0
93	Cirata #3	0.98697	-1.72			0	0
94	Cirata #4	0.98697	-1.72			0	0
95	Cirata #5	0.98697	-1.72			0	0
96	Cirata #6	0.98697	-1.72			0	0
97	Cirata #7	0.98697	-1.72			0	0
98	Cirata #8	0.98697	-1.72			0	0
99	PLTA Cisokan #1	1.02661	1.18			144.95	104.66
100	PLTA Cisokan #2	1.02661	1.18			144.95	104.66
101	PLTA Cisokan #3	1.02661	1.18			144.95	104.66
102	PLTA Cisokan #4	1.02661	1.18			144.95	104.66

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % (lanjutan)

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
103	Saguling #1	1.01487	1.65			97.6	42.54
104	Saguling #21	0.99043	-1.62			0	0
105	Saguling #3	0.99043	-1.62			0	0
106	Saguling #4	0.99043	-1.62			0	0
107	PLTU Jawa 1	1.00534	4.18			543.9	36.47
108	PLTU Jawa 3 #1	1.0153	3.37			0	0
109	PLTU Jawa 3 #2	1.0153	3.37			0	0
110	PLTU Jateng #1	1.0223	7.58			498.6	50.96
111	PLTU Jateng #2	1.0223	7.58			498.6	50.96
112	Tanjung Jati #1	1.02213	12.2			415	33.61
113	Tanjung Jati #2	1.02213	12.2			415	33.61
114	Tanjung Jati #3	1.02213	12.2			415	33.61
115	Tanjung Jati #4	1.02213	12.2			415	33.61
116	PLTU Jawa 4 #1	1.02109	11.48			530	33.61
117	PLTU Jawa 4 #2	1.02109	11.48			529.6	33.61
118	PLTU Adipala	1.01016	9.38			553.5	57.82
119	PLTU Cilacap	1.00894	7.97			400	41.36
120	PLTU Jawa 8	1.00698	7.27			551.9	41.36
121	Gresik #2.1	0.98	1.06			0	0
122	Gresik #2.2	0.98	1.06			0	0
123	Gresik #2.3	0.98	1.06			0	0
124	Gresik #2.0	0.98	1.06			0	0
125	Gresik #3.1	1.01145	6.29			95	37
126	Gresik #3.2	1.02534	6.21			95	52.33
127	Gresik #3.3	0.98	1.06			0	0
128	Gresik #3.0	1.01162	6.79			170.2	62.2

**Tabel 4.1** Hasil simulasi sistem sebelum penempatan TCSC pada beban 100 % (lanjutan)

No. Bus	Name	Tegangan		Beban		Pembangkitan	
		PU Volt	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
129	PLTGU Jawa 3 #1	0.99322	6.03			350	62.16
130	PLTGU Jawa 3 #2	0.98	1.06			0	0
131	Grati #1.1	0.98483	1.54			0	0
132	Grati #1.2	0.98483	1.54			0	0
133	Grati #1.3	0.98483	1.54			0	0
134	Grati #1.0	0.98483	1.54			0	0
135	Peaker Grati #1	0.98483	1.54			0	0
136	Peaker Grati #2	0.98483	1.54			0	0
137	Grati Add On #1	0.98483	1.54			0	0
138	Paiton #1	1.005	4.8			0	0
139	Paiton #2	1.005	4.8			0	0
140	Paiton #3	1.01107	10.81			733.5	75.7
141	Paiton #5	1.01833	10.06			417	75.7
142	Paiton #6	1.01836	10.03			415	75.7
143	Paiton #7	1.01836	10.03			415	75.7
144	Paiton #8	1.01836	10.03			415	75.7
145	Paiton #9	1.01836	10.03			415	75.7
Total				18993.8	11117.9	19150.9	6091.5

**Tabel 4.2** Hasil aliran daya dan nilai *line stability factor* sistem sebelum pemasangan TCSC pada beban 100%

Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
1	2	1138.8	390.9	1204	0.95	-15.41	0.01197
1	27	-348.7	-485.3	597.6	0.03	-2.73	0.00155

**Tabel 4.2** Hasil aliran daya dan nilai *line stability factor* sistem sebelum pemasangan TCSC pada beban 100% (lanjutan)

Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
1	4	1813.6	463.2	1871.8	13.42	2.43	0.08396
2	52	594.8	88.4	601.3	4.92	-71.73	0.12353
3	6	-156.9	-144.7	213.4	0.09	-14.68	0.01193
4	45	2074.7	903.5	2262.9	3.84	7.04	0.03213
4	5	1395	486.7	1477.5	3.72	-40.55	0.04337
4	46	-1083.4	-913.3	1417	2.46	-36.02	0.05199
5	34	317.7	46.2	321.1	0.01	-6.02	0.00032
6	36	-188.1	-176.1	257.7	0.09	-43.6	0.01023
7	33	-707.5	-146.2	722.4	0.54	-28.48	0.00608
7	5	-566.2	-234.2	612.7	0.6	-49.81	0.01745
8	51	-703.6	-545.8	890.5	3.27	-127.7	0.11099
8	9	-241.4	69.3	251.1	0.05	-24.19	0.00223
9	7	-134.7	247.3	281.6	0.12	-38.47	0.01290
10	3	568.4	259.8	624.9	2.03	-18.77	0.05732
10	6	325.1	111.7	343.7	0.99	-50.12	0.05126
10	40	-475.1	-338.8	583.6	0.65	-66.45	0.03081
11	29	-659.7	-125.2	671.4	3.04	-243.53	0.04861
12	35	-668	-435.4	797.4	0.38	-15.69	0.01018
13	14	-137.3	-243.3	279.3	0.1	-50.56	0.01460
14	15	-167.9	-144	221.2	0.08	-73.83	0.01232
15	28	-62	-4.7	62.2	0.03	-57.15	0.00130
15	41	325.5	92.5	338.4	0.16	-50.98	0.00877
15	16	-558.5	-232.3	604.9	1.57	-244.65	0.05406
16	28	380.7	82.3	389.5	0.98	-51.27	0.03972
16	43	-784.6	-274.8	831.3	4.18	-330.43	0.09512
16	50	-543.2	-21.8	543.6	0.12	-20.86	0.00042



**Tabel 4.2** Hasil Aliran Daya dan nilai *line stability factor* Sistem Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100% (lanjutan)

Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
17	18	1121.1	-116.5	1127.2	8.2	-190.12	0.04804
18	53	991.3	187.5	1008.9	0.83	-25.16	0.00814
18	20	253.9	30.1	255.7	2.04	-188.93	0.21164
18	22	168.6	-26	170.6	1.29	-244.58	0.25003
19	24	170.4	-147.1	225.1	0.47	-410.07	0.11843
20	22	-203	-47.3	208.4	0.25	-43.68	0.01115
21	22	489	24.3	489.6	0.35	-42.9	0.00397
22	23	-335.9	-179.5	380.9	0.52	-150.24	0.03413
23	55	490	127.1	506.2	1.57	-158.8	0.06228
23	25	-1160.5	-351.8	1212.7	6.47	-104.83	0.08205
24	37	-443.1	-95.8	453.3	1.11	-210.81	0.02662
25	56	485.4	-190	521.2	2.25	-472.76	0.12318
26	32	508.2	61.7	511.9	0.56	-67.72	0.01082
27	26	109.5	-272.8	294	0.14	-71.61	0.01634
29	19	150.7	-245.5	288.1	0.32	-339.14	0.03565
29	30	-1501.2	-38.7	1501.7	1.62	-11	0.00180
30	31	-950.5	-30	951	0.45	-15.3	0.00078
32	4	1594	580.9	1696.6	10.33	-19.11	0.09232
34	38	-249.3	-279.6	374.6	0.09	-29.94	0.00828
35	13	-55.6	-254.7	260.7	0.12	-77	0.02354
35	48	-1058.7	-425.9	1141.2	6.45	-210.71	0.11543
36	8	-604.4	-376.1	711.9	0.8	-47.79	0.00244
37	25	-798.8	-92.7	804.2	3.3	-173.08	0.02958
38	39	-417.6	-348.1	543.6	0.12	-19.28	0.00685
39	10	-540.8	-531.1	758	0.36	-27.13	0.01558
40	42	-1013.2	-505.3	1132.2	0.07	-1.2	0.00126

**Tabel 4.2** Hasil Aliran Daya dan Nilai *Line Stability Factor* Sistem Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100% (lanjutan)

Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
40	12	169.4	17.1	170.2	0.04	-38.32	0.00263
41	11	-333.1	-167.1	372.7	0.72	-232.59	0.04737
43	17	-1017.1	-98.8	1021.8	6.71	-304.52	0.05134
43	54	-995.3	-74.7	998.1	0.96	-30.99	0.00370
43	18	406.8	117.4	423.4	0.29	-62.32	0.01254
44	21	-199.2	-116.6	230.8	0.01	-9.57	0.00136
45	33	1378.7	491.3	1463.6	1.64	-17.97	0.01845
47	52	0	0	0	0	0	0.00000
48	49	-521.8	-239.7	574.2	1.36	-256.39	0.05406
49	43	-523.2	16.7	523.5	0.21	-43.17	0.00068
51	14	-127.9	-43.4	135.1	0.02	-56.11	0.00285
52	8	149	24	150.9	0.2	-113.82	0.04090
52	41	-328.8	-360.5	487.9	1.37	-242.07	0.11071
52	9	547	366.3	658.4	0.78	-44.65	0.02758
53	19	565.1	-36.3	566.3	0.96	-114.08	0.01180
57	1	293.1	2.6	293.1	0.34	17.01	
58	1	505.6	108.9	517.2	9.97	49.35	
59	1	505.6	108.9	517.2	1.03	51.08	
60	1	337.1	108.9	354.3	0.71	37.37	
61	1	337.1	108.9	354.3	0.71	37.37	
62	1	337.1	108.9	354.3	0.71	37.37	
63	1	337.1	108.9	354.3	0.71	37.37	
64	27	530	318.7	618.5	1.37	67.75	
65	26	407.9	307.7	510.9	9.04	44.74	
66	32	543.9	267.4	606.1	0.69	41.7	
67	32	543.9	267.4	606.1	0.69	41.7	

**Tabel 4.2** Hasil Aliran Daya dan Nilai *Line Stability Factor* Sistem Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100% (lanjutan)

Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
68	46	543.9	498.8	738	0.99	60.14	
69	46	543.9	498.8	738	0.99	60.14	
70	10	125	69.3	142.9	0.11	3.54	
71	10	125	69.3	142.9	0.11	3.54	
72	10	125	69.3	142.9	0.11	3.54	
73	10	123.5	94	155.2	0.07	11.35	
74	10	125	69.2	142.9	0.11	3.54	
75	10	125	69.3	142.9	0.11	3.54	
76	10	125	69.4	143	0.17	19.96	
77	10	125	69.4	143	0.17	19.96	
78	10	0	0	0	0	0	
79	10	0	0	0	0	0	
80	10	0	0	0	0	0	
81	10	0	0	0	0	0	
82	10	0	0	0	0	0	
83	10	0	0	0	0	0	
84	10	130	110.7	170.8	0.33	15.85	
85	10	130	110.7	170.8	0.36	4.98	
86	10	0	0	0	0	0	
87	39	507.7	211.4	549.9	0.91	44.94	
88	42	507.7	300.4	589.9	1	48.35	
89	42	507.7	300.4	589.9	1	48.35	
90	48	543.9	10.9	544	0.58	35.31	
91	13	95	43.4	104.5	0.03	5.68	
92	13	0	0	0	0	0	
93	13	0	0	0	0	0	

**Tabel 4.2** Hasil Aliran Daya dan Nilai *Line Stability Factor* Sistem Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100% (lanjutan)

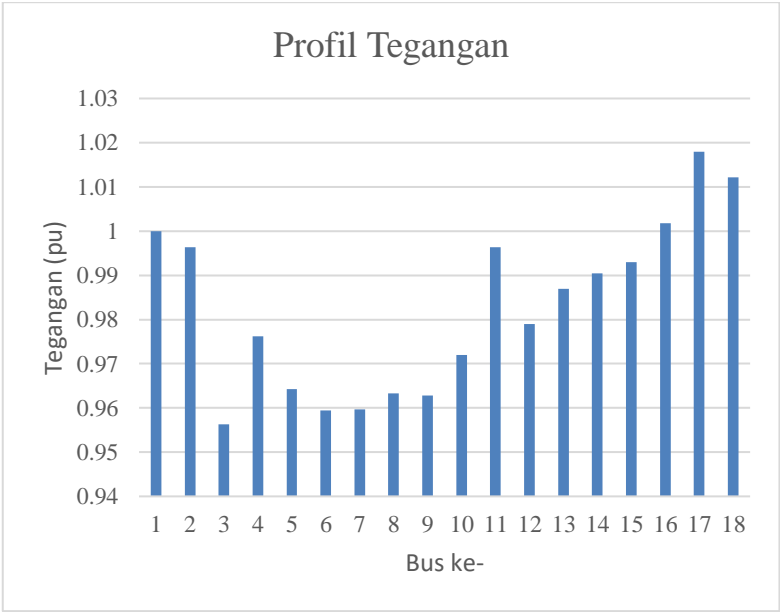
Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
94	13	0	0	0	0	0	
95	13	0	0	0	0	0	
96	13	0	0	0	0	0	
97	13	0	0	0	0	0	
98	13	0	0	0	0	0	
99	51	144.9	104.7	178.8	0.21	10.98	
100	51	144.9	104.7	178.8	0.21	10.98	
101	51	144.9	104.7	178.8	0.21	10.98	
102	51	144.9	104.7	178.8	0.21	10.98	
103	14	97.6	42.5	106.5	0.13	6.54	
104	14	0	0	0	0	0	
105	14	0	0	0	0	0	
106	14	0	0	0	0	0	
107	50	543.9	36.5	545.1	0.59	35.58	
108	49	0	0	0	0	0	
109	49	0	0	0	0	0	
110	54	498.6	51	501.2	0.48	29.08	
111	54	498.6	51	501.2	0.48	29.08	
112	17	415	33.6	416.4	0.33	30.86	
113	17	415	33.6	416.4	0.33	30.86	
114	17	415	33.6	416.4	0.33	30.86	
115	17	415	33.6	416.4	0.33	30.86	
116	17	530	33.6	531.1	0.54	32.73	
117	17	529.6	33.6	530.7	0.54	32.68	
118	30	553.5	57.8	556.5	1.21	60.09	
119	31	400	41.4	402.1	0.32	31.45	

**Tabel 4.2** Hasil Aliran Daya dan Nilai *Line Stability Factor* Sistem Sebelum Pemasangan TCSC pada Beban 100% (lanjutan)

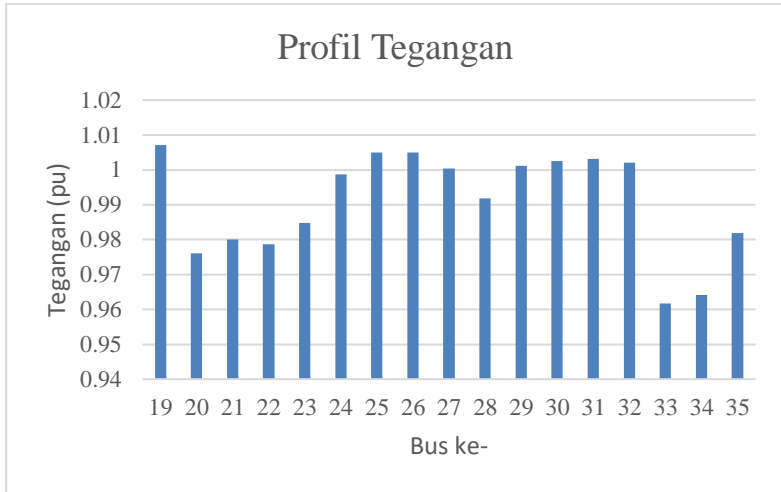
Dari No. Bus	Ke No. Bus	Aliran Daya			Losses		LQP
		MW From	Mvar From	MVA From	MW Loss	Mvar Loss	
120	31	551.9	41.4	553.4	0.6	36.55	
121	21	0	0	0	0	0	
122	21	0	0	0	0	0	
123	21	0	0	0	0	0	
124	21	0	0	0	0	0	
125	21	95	37	102	0.07	9.68	
126	21	95	52.3	108.5	0.08	10.66	
127	21	0	0	0	0	0	
128	21	170.2	62.2	181.2	0.13	18.71	
129	21	350	62.2	355.5	0.64	31	
130	21	0	0	0	0	0	
131	23	0	0	0	0	0	
132	23	0	0	0	0	0	
133	23	0	0	0	0	0	
134	23	0	0	0	0	0	
135	23	0	0	0	0	0	
136	23	0	0	0	0	0	
137	23	0	0	0	0	0	
138	25	0	0	0	0	0	
139	25	0	0	0	0	0	
140	25	733.5	75.7	737.4	0.53	77.13	
141	25	417	75.7	423.8	0.35	38.97	
142	25	415	75.7	421.8	0.34	38.61	
143	25	415	75.7	421.8	0.34	38.61	
144	25	415	75.7	421.8	0.34	38.61	
145	25	415	75.7	421.8	0.34	38.61	

Tabel 4.1 merupakan data pembebanan, pembangkitan dan tegangan pada setiap bus sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali tahun 2019 setelah dilakukan simulasi aliran daya menggunakan software PowerWorld 19. Tabel 4.2 merupakan arah aliran daya dan rugi-rugi saluran dari sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali, dan juga nilai dari *line stability factor* dari setiap saluran dengan data pembebanan sesuai dengan tabel 4.1.

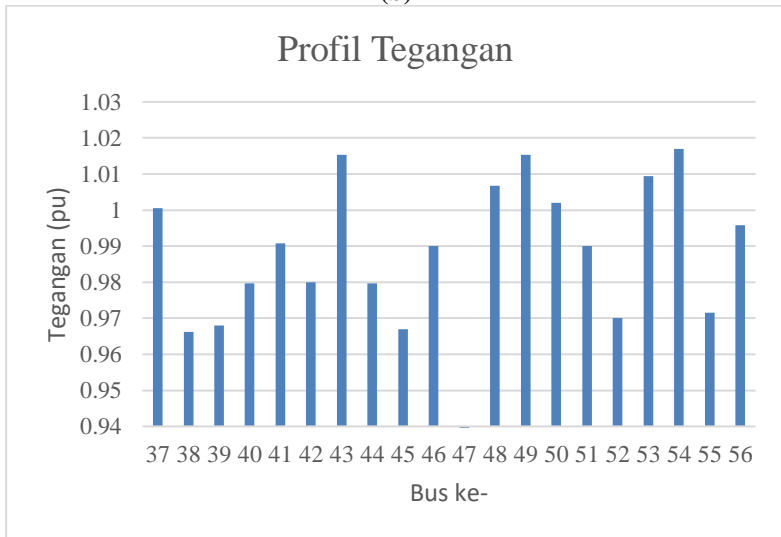
Dari hasil perhitungan nilai *line stability factor* dengan menggunakan rumus 2.56, saluran dengan nilai *line stability factor* terbesar adalah pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat dengan nilai 0,25003 dan saluran Ungaran ke Ngimbang dengan nilai 0,21164. Dari hasil perhitungan aliran daya, dapat dilihat profil tegangan pada masing-masing bus pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV pada jam 13.00. Tegangan yang diijinkan pada sistem transmisi 500 kV berdasarkan standart PLN adalah  $\pm 5\%$ . Adapun grafik untuk kondisi tegangan bus pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV pada saat kondisi beban normal dapat dilihat pada gambar 4.1 dibawah ini.



(a)



(b)



(c)

**Gambar 4.1** Grafik profil tegangan bus sistem (a) bus no. 1-18, (b) bus no. 19-36, (c) bus no. 37-56

#### 4.2.2 Analisis Line Stability Factor (LQP) Pada Setiap Saluran

Seperti yang sudah dijelaskan pada subbab 2.6, *line stability factor* adalah salah satu metode untuk melihat tingkat stabilitas tegangan dari sistem. Nilai dari *line stability factor* ini dipengaruhi oleh reaktansi saluran, tegangan dari bus pengirim, daya aktif pada bus pengirim, dan daya reaktif pada bus penerima.

Pada sistem Jawa-Bali 500 kV ini dilakukan penambahan beban daya reaktif pada masing-masing bus hingga 150 % dari keadaan awalnya secara bergantian kemudian dilihat nilai LQP dari masing-masing saluran. Berdasarkan penambahan beban tersebut, nilai LQP terbesar terjadi pada saat penambahan beban pada bus Surabaya Barat, dengan ranking nilai LQP dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4.3** Ranking nilai LQP pada penambahan beban daya reaktif sampai 150% dari beban awal pada Bus Surabaya Barat

No	Saluran		LQP Saluran Saat Penambahan Beban					
	Dari No. Bus	Ke No. Bus	100%	110%	120%	130%	140%	150%
1	18	22	0.25003	0.25165	0.25329	0.25492	0.25710	0.26654
2	18	20	0.21164	0.21302	0.21438	0.21576	0.21769	0.22573
3	2	52	0.12353	0.12353	0.12352	0.12352	0.12353	0.12352
4	25	56	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318
5	19	24	0.11843	0.11839	0.11834	0.11825	0.11816	0.11780
6	35	48	0.11543	0.11543	0.11541	0.11539	0.11534	0.11521
7	8	51	0.11099	0.11099	0.11099	0.11099	0.11099	0.11098
8	52	41	0.11071	0.11071	0.11071	0.11071	0.11071	0.11068
9	16	43	0.09512	0.09504	0.09498	0.09492	0.09484	0.09447
10	32	4	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232

Berdasarkan tabel 4.3, dapat diketahui saluran dengan nilai *line stability factor* terbesar pada pembebanan daya reaktif 150% yaitu pada saluran dari Ungaran ke Surabaya Barat, dan dari Ungaran ke Ngimbang dengan nilai *line stability factor* lebih dari 0,2. Besar *line stability factor* pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat adalah 0,26654 dan untuk saluran Ungaran ke Ngimbang adalah 0,22575. Sedangkan jumlah total

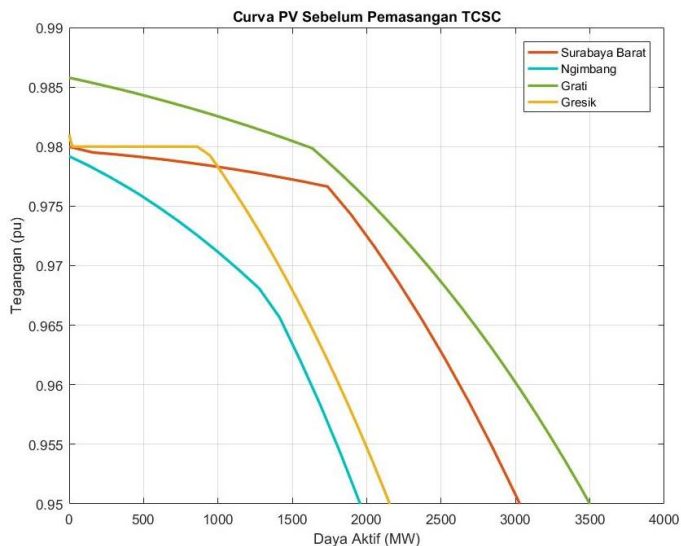


nilai *line stability factor* dari saluran pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV pada pembebanan 100% adalah 2,67141. Berdasarkan nilai *line stability factor* pada tabel 4.3, pemasangan TCSC akan dilakukan pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang.

### 4.2.3 Kurva PV

Selain menggunakan *line stability factor*, stabilitas tegangan dari sistem tenaga listrik dapat dilihat dari kurva PV dari setiap bus. Kurva PV dapat diperoleh dengan cara melakukan penambahan beban secara kontinyu pada suatu bus hingga mencapai titik kritisnya. Kurva PV mempunyai karakteristik berbanding terbalik dengan perubahan beban. Semakin besar beban dalam suatu bus, maka tegangan dari bus tersebut akan semakin turun.

Seperti sudah dijelaskan pada subbab 4.2.2, TCSC akan dipasang pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang kerana memiliki nilai *line stability factor* terbesar. Berikut bus yang terhubung dan berdekatan dengan saluran tersebut adalah Ngimbang (bus 20), Gresik (bus 21), Surabaya Barat (bus 22), dan Grati (bus 23). Berikut adalah plot kurva PV pada bus-bus tersebut sebelum pemasangan TCSC.



**Gambar 4. 2** Kurva PV Bus 20, 21, 22, dan 23 sebelum pemasangan TCSC

### 4.3 Penempatan TCSC

Berdasarkan pada pembahasan subbab 4.2.2, TCSC dipasang pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat dan Saluran dari Ungaran ke Ngimbang. Seperti yang sudah dijelaskan pada subbab 2.7 tentang pemodelan TCSC dan batas nilai yang diperbolehkan untuk kapasitas TCSC, maka kapasitas dari TCSC diasumsikan -0,6 dari nilai dari  $X_{line}$ , sehingga besar nilai  $X_{line}$  setelah dipasang TCSC:

1. Untuk saluran Ungaran ke Surabaya Barat

$$\begin{aligned}X_{TCSC} &= r_{TCSC} \times X_{line} \\X_{TCSC} &= -(0.6 \times 0.02828) \text{ pu} \\X_{TCSC} &= -0.016968 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}X_{ij} &= X_{ij} + X_{TCSC} \\X_{ij} &= 0.02828 + (-0.016968) \\X_{ij} &= 0.011312 \text{ pu}\end{aligned}$$

2. Untuk saluran Ungaran ke Ngimbang

$$\begin{aligned}X_{TCSC} &= r_{TCSC} \times X_{line} \\X_{TCSC} &= -(0.6 \times 0.0232) \text{ pu} \\X_{TCSC} &= -0.01392 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}X_{ij} &= X_{ij} + X_{TCSC} \\X_{ij} &= 0.0232 + (-0.01392) \\X_{ij} &= 0.00928 \text{ pu}\end{aligned}$$

### 4.4 Analisis Stabilitas Tegangan Setelah Pemasangan TCSC

Salah satu penyebab tegangan jatuh pada sisi penerima adalah akibat reaktansi saluran yang cukup besar dan juga beban induktif yang besar pada sisi terima. Salah satu cara untuk mengatasi tegangan jatuh pada sisi terima adalah dengan pemasangan TCSC untuk mengurangi nilai reaktansi dari saluran, sehingga rugi-rugi daya reaktif dapat berkurang.

#### 4.4.1 Analisis *Line Stability Factor* (LQP) Pada Saluran Setelah Pemasangan TCSC

Dari hasil analisis aliran daya, maka dapat dihitung nilai *line stability factor* dari setiap saluran setelah pemasangan TCSC. Jumlah total nilai *line stability factor* pada saluran transmisi Jawa-Bali 500 kV pada pembebanan 100% setelah pemasangan TCSC adalah 2,48233. Tabel berikut ini menunjukkan nilai *line stability factor* dari saluran Ungaran-Surabaya Barat, Ungaran-Ngimbang, dan beberapa saluran lain yang terpengaruh setelah pemasangan TCSC.

**Tabel 4.4** Perbandingan nilai LQP sebelum dan setelah pemasangan TCSC

No	Saluran				LQP Tanpa TCSC	LQP dengan TCSC
	Dari No. Bus	Dari Nama Bus	Ke No. Bus	Ke Nama Bus		
1	18	Ungaran	22	Surabaya (Krian)	0.25003	0.14369
2	18	Ungaran	20	Ngimbang	0.21164	0.11119
3	17	Tanjung Jati	18	Ungaran	0.04804	0.05903
4	43	Pemalang	18	Ungaran	0.01254	0.02023
5	29	Kesugihan	19	Pedan	0.03565	0.04250
6	23	Grati	25	Paiton	0.08205	0.07736
7	20	Ngimbang	22	Surabaya (Krian)	0.01115	0.00695
8	43	Pemalang	54	PLTU Jateng	0.00370	0.00724
9	43	Pemalang	17	Tanjung Jati	0.05134	0.05481
10	16	Mandirancan	43	Pemalang	0.09513	0.09200
11	22	Surabaya (Krian)	23	Grati	0.03413	0.03148
12	53	Tuntang	19	Pedan	0.01180	0.00925
13	37	Bangil	25	Paiton	0.02958	0.03198
14	21	Gresik	22	Surabaya (Krian)	0.00397	0.00586
15	48	Indramayu	49	Jawa 3 SS	0.05406	0.05238
16	35	Delta Mas	48	Indramayu	0.11543	0.11436

Dari tabel 4.4 diatas, dapat dianalisis bahwa nilai *line stability factor* dari saluran Ungaran-Surabaya Barat dan Ungaran-Ngimbang

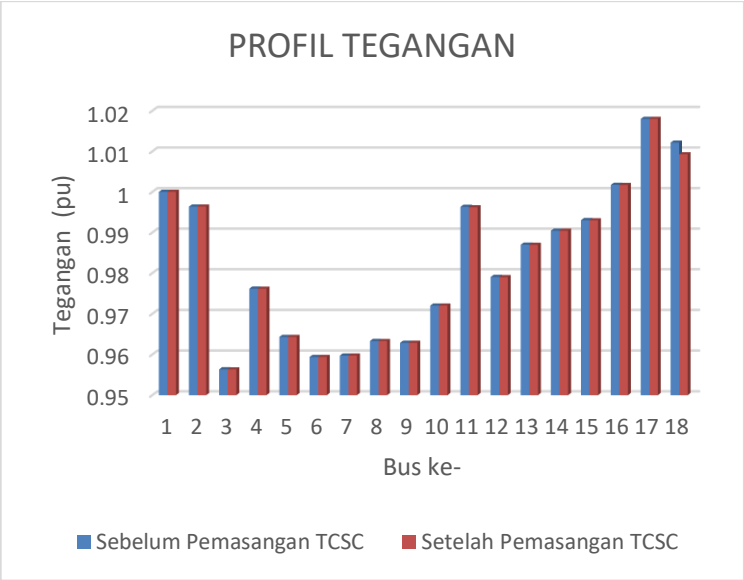
setelah pemasangan TCSC mengalami penurunan. Dengan pemasangan TCSC tersebut, nilai *line stability factor* dari saluran transmisi yang ada didekatnya juga ikut berubah. Dengan hasil tersebut, dapat dianalisis bahwa stabilitas dari sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV mengalami peningkatan. Seperti yang sudah dijelaskan pada subbab 2.5 bahwa *line stability factor* dapat digunakan dalam penilaian stabilitas tegangan dari sistem tenaga listrik. Hal ini dibuktikan dengan turunnya nilai *line stability factor* dari saluran secara keseluruhan dari 2,67141 menjadi 2,48233. Berikut ini adalah tabel ranking nilai *line stability factor* dari sistem transmisi Jawa Bali 500 kV setelah pemasangan TCSC.

**Tabel 4.5** Ranking nilai LQP pada penambahan beban daya reaktif sampai 150% dari beban awal pada Bus Surabaya Barat setelah pemasangan TCSC

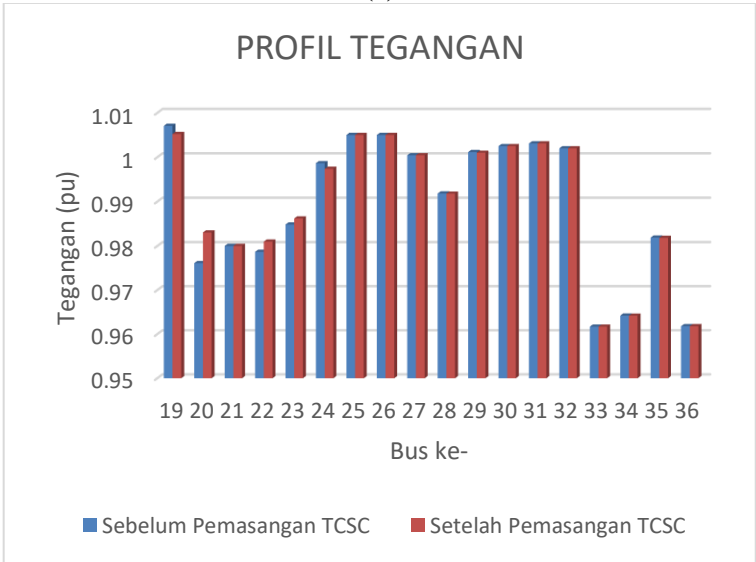
No	Saluran		LQP Saluran Saat Penambahan Beban					
	Dari No. Bus	Ke No. Bus	100%	110%	120%	130%	140%	150%
1	18	22	0.14369	0.14514	0.14659	0.14794	0.14939	0.15079
2	2	52	0.12358	0.12358	0.12358	0.12358	0.12358	0.12358
3	25	56	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318	0.12318
4	19	24	0.11895	0.11887	0.11877	0.11864	0.11855	0.11846
5	35	48	0.11436	0.11434	0.11430	0.11425	0.11421	0.11416
6	18	20	0.11119	0.11216	0.11309	0.11400	0.11497	0.11590
7	8	51	0.11102	0.11102	0.11102	0.11102	0.11102	0.11102
8	52	41	0.11053	0.11053	0.11053	0.11053	0.11053	0.11053
9	32	4	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232	0.09232
10	16	43	0.09200	0.09185	0.09174	0.09165	0.09151	0.09143

#### 4.4.2 Profil Tegangan Setelah Pemasangan TCSC

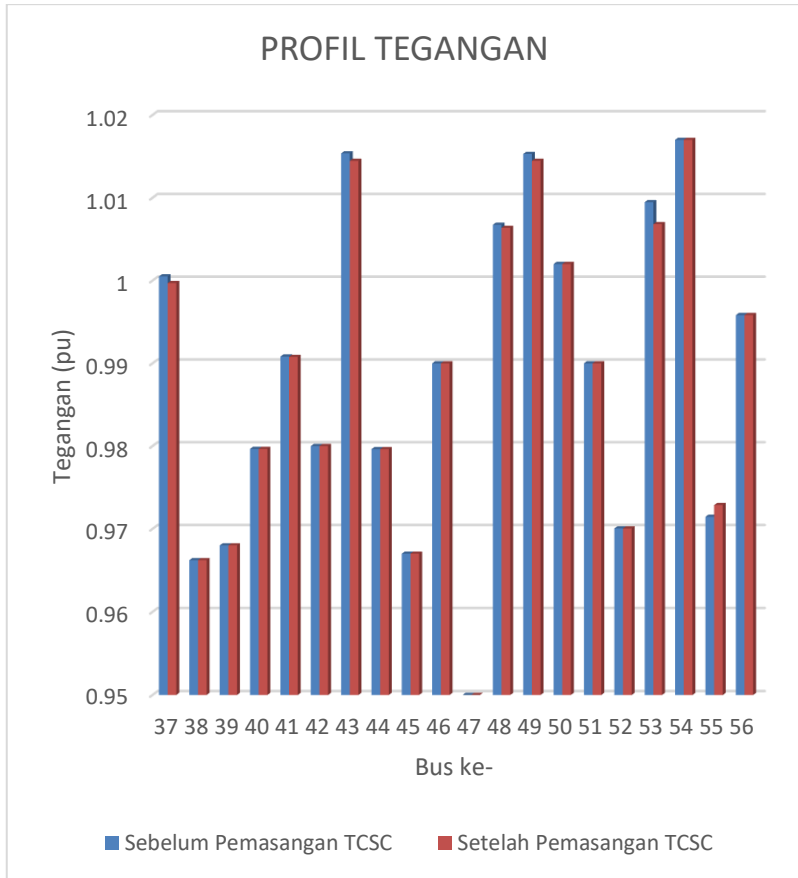
Selain memperbaiki stabilitas tegangan dari sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV, pemasangan TCSC ini juga memperbaiki profil tegangan dari sistem. Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan profil tegangan dari bus sebelum dan sesudah pemasangan TCSC.



**(a)**



**(b)**

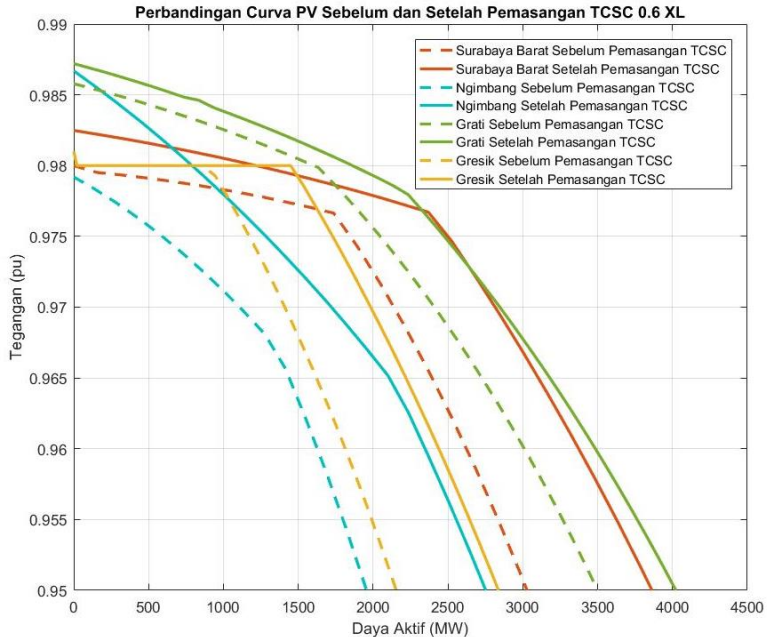


(c)

**Gambar 4.3** Grafik perbandingan profil tegangan bus sistem (a) bus no. 1-18, (b) bus no. 19-36, (c) bus no. 37-56

#### 4.4.3 Kurva PV Setelah Pemasangan TCSC

Cara lain dalam menentukan stabilitas tegangan dari sistem tenaga listrik adalah dengan menggunakan kurva PV. Berikut adalah plot kurva PV sebelum dan setelah pemasangan TCSC pada bus-bus yang berdekatan dengan lokasi pemasangan TCSC.



**Gambar 4.4** Kurva PV Bus 18, 20, 21, 22, dan 23 sebelum dan setelah pemasangan TCSC

Dari gambar 4.4 dapat dilihat bahwa titik kritis dari setiap pembebanan maksimum dari setiap bus meningkat setelah dipasang TCSC. Pada bus Ngimbang (bus 18), dapat dilihat bahwa pada saat tegangan 0,95 pu sebelum pemasangan TCSC besar daya maksimalnya adalah  $\pm 1900$  MW dan setelah dipasang TCSC besar daya maksimalnya adalah  $\pm 2750$  MW. Pada bus Gresik (bus 21), untuk tegangan 0,95 pu besar daya maksimalnya adalah  $\pm 2200$  MW dan setelah dipasang TCSC daya maksimalnya adalah  $\pm 2800$  MW. Pada bus Surabaya Barat (bus 22), untuk tegangan 0,95 pu besar daya maksimalnya adalah  $\pm 3050$  MW dan setelah dipasang TCSC daya maksimalnya adalah  $\pm 3800$  MW. Pada bus Grati (bus 23), untuk tegangan 0,95 pu besar daya maksimalnya adalah  $\pm 3450$  MW dan setelah dipasang TCSC daya maksimalnya adalah  $\pm 4000$  MW. Dengan analisis tersebut, dapat dikatakan bahwa stabilitas tegangan dari bus-bus tersebut meningkat setelah pemasangan TCSC. Hal tersebut dibuktikan dengan menggunakan kurva PV tersebut, bahwa setelah pemasangan TCSC tegangan bus menjadi lebih stabil. Apabila dilakukan

penambahan beban secara kontinyu, tegangan pada bus mengalami sedikit perubahan sampai ketitik kritisnya.

**4.5 Kenaikan Beban Pada Bus Surabaya Barat (Krian)**

Pada study case ini, beban pada bus Surabaya barat (krian) dinaikan secara perlahan sampai mencapai nilai titik kritisnya dengan faktor daya tetap yaitu 0.85 lag. Penambahan beban tersebut dilakukan untuk melihat perbandingan daya yang dapat ditransmisikan sebelum dan setelah pemasangan TCSC. Data kenaikan beban beserta tegangan dari bus Surabaya barat sebelum pemasangan TCSC dapat dilihat pada tabel 4.6 berikut ini.

**Tabel 4.6** Data kenaikan beban dan tegangan pada bus Surabaya Barat sebelum pemasangan TCSC.

Beban			Tegangan (pu)
MW	MVAR	MVA	
789	462	914.3112	0.97867
947	554	1097.144	0.97734
1105	647	1280.482	0.97296
1263	739	1463.315	0.96475
1421	831	1646.148	0.95623
1579	924	1829.485	0.94737
1737	1016	2012.318	0.93814
1895	1109	2195.656	0.92851
2053	1201	2378.489	0.91845
2211	1294	2561.827	0.90785
2369	1386	2744.66	0.89669
2527	1479	2927.998	0.88491
2685	1571	3110.83	0.87242
2843	1664	3294.168	0.84019

Dari data tersebut, daya maksimal yang dapat ditransmisikan adalah 3294,168 MVA dengan tegangan kritisnya yaitu 0,84019 pu. Selanjutnya dengan cara yang sama, dilakukan penambahan beban pada

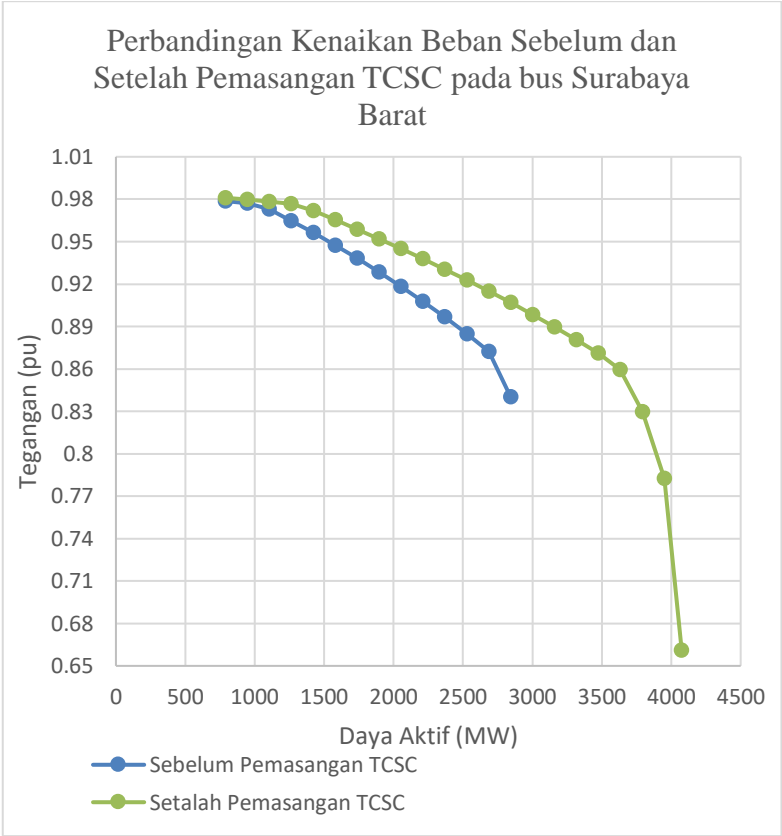


bus Surabaya Barat sampai mencapai titik kritisnya setelah pemasangan TCSC. Tabel 4.7 berikut ini menunjukkan data kenaikan beban dan tegangan bus Surabaya Barat setelah pemasangan TCSC.

**Tabel 4.7** Data kenaikan beban dan tegangan pada bus Surabaya Barat setelah pemasangan TCSC.

<b>Beban</b>			<b>Tegangan (pu)</b>
<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	
789	462	914.3112	0.98098
947	554	1097.144	0.97965
1105	647	1280.482	0.97829
1263	739	1463.315	0.97693
1421	831	1646.148	0.97177
1579	924	1829.485	0.96536
1737	1016	2012.318	0.95878
1895	1109	2195.656	0.95203
2053	1201	2378.489	0.9451
2211	1294	2561.827	0.93792
2369	1386	2744.66	0.93052
2527	1479	2927.998	0.9229
2685	1571	3110.83	0.91502
2843	1664	3294.168	0.90688
3001	1756	3477.001	0.89844
3159	1849	3660.339	0.8897
3317	1941	3843.172	0.8806
3475	2034	4026.51	0.87114
3633	2126	4209.343	0.85953
3791	2219	4392.681	0.8297
3949	2311	4575.513	0.78268
4075	2385	4721.636	0.661

Dari data tersebut, dapat dilihat bahwa setelah pemasangan TCSC, dengan daya yang ditransmisikan sama, profil tegangan bus Surabaya Barat jauh lebih baik dibandingkan sebelum pemasangan TCSC. Selain hal tersebut, titik kritis dari bus Surabaya barat juga meningkat, yang tadinya 3294,168 MVA pada tegangan 0.84019 menjadi 4721,636 MVA pada tegangan 0.661 pu. Berikut ini adalah grafik perbandingan tegangan dengan daya yang dapat ditransmisikan pada bus Surabaya Barat sebelum dan setelah pemasangan TCSC.



## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil perhitungan aliran daya pada kondisi beban normal, nilai *line stability factor (LQP)* yang cukup besar berada pada saluran Ungaran menuju ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang.
2. Dengan pemasangan TCSC pada saluran Ungaran ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang, dapat mengurangi nilai dari *line stability factor* dari saluran tersebut, dan saluran-saluran yang berada didekatnya.
3. Dengan pemasangan TCSC pada saluran Ungaran menuju ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang, profil tegangan pada bus-bus yang berdekatan menjadi lebih baik.
4. Dengan pemasangan TCSC pada saluran Ungaran menuju ke Surabaya Barat dan Ungaran ke Ngimbang, stabilitas tegangan dari bus-bus yang berdekatan semakin meningkat, dan *power transfer capability* juga meningkat.

#### **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan simulasi ini adalah sebagai berikut:

1. Perlu sebuah metode khusus untuk menentukan kapasitas dari TCSC.
2. Perlu sebuah pengembangan untuk menentukan kestabilan sistem berdasarkan faktor-faktor lain, misalnya faktor kontingensi, pertumbuhan beban, perubahan konfigurasi saluran, batas daya yang dapat ditransmisikan setiap saluran, dan lain-lain.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Rani and A. Gupta, "Steady state voltage stability enhancement of power system using facts devices," presented at the Power India International Conference (PIICON), 2014 6th IEEE, Delhi, India, 2014, pp. 1–6.
- [2] L. Srivastava, S. Dixit, and G. Agnihotri, "Optimal location and size of TCSC for voltage stability enhancement using PSO-TVAC," presented at the Power and Energy Systems Conference: Towards Sustainable Energy, Bangalore, India, 2014, pp. 1–6.
- [3] H. Saadat, *Power system analysis*. Boston: WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [4] Ontoseno Penangsang, *Analisis Aliran Daya Pada Sistem Tenaga Listrik*. Surabaya: ITSPRESS, 2012.
- [5] M. Eremia and M. Shahidehpour, Eds., *Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control*. Hoboken, New Jersey: IEEE Press/Wiley, 2013.
- [6] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [7] M. Cupelli, C. Doig Cardet, and A. Monti, "Comparison of line voltage stability indices using dynamic real time simulation," presented at the Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on, Berlin, Germany, 2012, pp. 1–8.
- [8] A. R. Phadke, S. K. Bansal, and K. R. Niazi, "A Comparison of Voltage Stability Indices for Placing Shunt FACTS Controllers," presented at the Emerging Trends in Engineering and Technology, 2008. ICETET '08. First International Conference on, Nagpur, Maharashtra, India, 2008, pp. 939–944.
- [9] C. Reis and F. P. M. Barbosa, "Indicators for Voltage Collapse Margins," presented at the Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, Chengdu, China, 2010, pp. 1–4.
- [10] P. P. Kulkarni and N. D. Ghawghawe, "Optimal placement and parameter setting of TCSC in power transmission system to increase the power transfer capability," presented at the Energy Systems and Applications, 2015 International Conference on, Pune, India, 2015, pp. 735–739.

- [11] R. M. Mathur and R. K. Varma, *Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems*. Piscataway, NJ: New York: IEEE ; Wiley, 2002.
- [12] A. Sheth, C. D. Kotwal, and S. Pujara, "Optimal placement of TCSC for improvement of static voltage stability," presented at the Engineering (NUICONE), 2015 5th Nirma University International Conference on, Ahmedabad, India, 2015, pp. 1–6.

## RIWAYAT HIDUP PENULIS



**Nuruzzaman Asygaf**, dilahirkan di Purworejo pada tanggal 3 Juli 1993. Merupakan anak kedua dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Afif B.A. dan Ibu Ni'mah Fathoni. Menempuh jenjang pendidikan TK di Tanjung (1998-1999), SD Negeri Tanjung (1999-2005), SMP N 2 Purworejo (2005-2008), SMA N 1 Purworejo (2008-2011). Setelah lulus dari SMA, penulis melanjutkan pendidikan di Diploma 3 Teknik Elektro Sekolah Vokasi Universitas Gadjah Mada dan mengambil bidang Arus Kuat. Setelah lulus pada tahun 2014, penulis melanjutkan pendidikan program Sarjana di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS Surabaya) pada tahun 2015 melalui jalur penerimaan lintas jalur dan mengambil bidang Teknik Sistem Tenaga.  
email : [asygaf@gmail.com](mailto:asygaf@gmail.com)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*